

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP** FACULDADE DE ENGENHARIA  
UNIVERSIDADE DO PORTO

## **Avaliação da Utilização do IEC 61850 Process Bus no Projecto Tipo de SEs da EDPD**

Afonso Gil de Queirós Monteiro Teixeira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Armando Jorge Miranda de Sousa  
Orientador na Empresa: Eng.º Mário Lemos

Julho de 2013




A Dissertação intitulada


**“Avaliação da Utilização do IEC 61850 Process Bus no Projecto Tipo de SEs  
da EDPD”**

foi aprovada em provas realizadas em 17-07-2013

o júri

  
Presidente **Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
**Professor Doutor José Manuel Ribeiro Baptista**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Universidade de Trás os  
Montes e Alto Douro

  
**Professor Doutor Armando Jorge Miranda de Sousa**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

  
**Autor - Afonso Gil de Queirós Monteiro Teixeira**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto







# Resumo

A presente dissertação de mestrado visa avaliar o estado atual da tecnologia de barramento de processo, *process bus*, no contexto das subestações do operador da rede de distribuição nacional, as quais constituirão, eventualmente, campo de aplicação deste tipo de tecnologia.

É efetuado um enquadramento inicial, através da descrição do contexto das subestações do operador, executadas segundo um projeto-tipo, onde são descritos os equipamentos primários e sistema de automação, considerando as tecnologias utilizadas no presente. Em seguida são abordadas normas, tecnologias e protocolos relevantes para a aplicação do *process bus* e é dado a conhecer em que consiste esta alternativa, questões relacionadas com o seu funcionamento e os benefícios e desafios que comporta. A descrição do tema em estudo e respetivos requisitos associados levam a uma análise dos equipamentos e soluções propostas por diversos fabricantes, por forma a compreender, em função do atual estado de maturidade da tecnologia, a sua aplicabilidade às subestações do operador da rede de distribuição nacional.

Dadas as potenciais vantagens associadas à utilização do barramento de processo, entre as quais benefícios económicos e rapidez de implementação em situações de remodelação de instalações, são apresentados dados sobre estes dois fatores, de acordo com o contexto definido para o trabalho. Diversas considerações levam a estimar, para uma nova instalação típica, uma poupança de 9 a 14% na componente de montagem e eletrificação dos transformadores de medida e aparelhagem.





# Abstract

The present Master's thesis aims to evaluate the current state of the process bus technology, in the context of the Portuguese distribution system operator substations, which will eventually be the field of application of the process bus.

As a starting point, a chapter of context describes the project of the Portuguese distribution system operator substations, enumerating the primary switchgear and substation automation system and associated current technologies. Following, standards, technologies and protocols related to the application of the process bus technology are addressed, with focus on the benefits and challenges it brings. The state of the art and specified requirements lead to an analysis of equipment and solutions from several manufacturers, in order to understand the current maturity of this technology.

Given the process bus economic benefits and the possibility of faster retrofits and refurbishments, data about these two fields is presented, in the Portuguese distribution system operator context. It is estimated that for a typical new substation, a 9 to 14% reduction is achievable, when considering the installation and wiring of the instrument transformers and switchgear only.



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Armando Sousa, pelo acompanhamento e orientação do trabalho, pela confiança e motivação que me deu em todos os momentos.

Agradeço também ao Engenheiro Mário Lemos pela disponibilidade e por todo o apoio e orientação que me deu ao longo do semestre, que constituíram uma ajuda preciosa, sem a qual o trabalho não seria, de todo, possível. Agradeço também ao Engenheiro Carlos Peças Lopes pela disponibilidade e oportunidade que me deu. A todos os membros da Direção de Automação e Telecontrolo da EDP Distribuição, um bem-hajam.

Ao Professor Hélder Leite e ao Engenheiro Rogério Paulo, da EFACEC, pelo tempo despendido a discutir o assunto, e ao Engenheiro Pedro Teixeira da EDP, pelos dados fornecidos, o meu obrigado.

À família: à mãe, pai, irmão e irmã, que sempre depositaram em mim uma enorme confiança, um estímulo sem o qual nada seria possível. Ao meu avô, por ter iniciado todo o meu percurso académico. Novamente ao meu pai, pelo aconselhamento profissional.

A todos aqueles, amigos e familiares, que sempre ajudaram na motivação e conquista dos objetivos.



# Índice

<b>Resumo .....</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>v</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>vii</b>
<b>Índice.....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xv</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Estrutura do Documento.....	1
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>3</b>
Caraterização da Arquitetura Atual das Subestações de Distribuição .....	3
2.1 - Sistema Primário .....	3
2.1.1 - Equipamento de Potência .....	8
2.1.2 - Equipamento de Medida .....	11
2.2 - Funções de Proteção e Automatismo.....	13
2.2.1 - Funções de Automatismo .....	14
2.2.2 - Funções de Proteção .....	17
2.3 - Sistema de Proteção, Comando e Controlo .....	23
2.3.1 - Caraterização do SPCC.....	23
2.3.2 - Arquitetura do SPCC.....	25
2.3.3 - Arquitetura da Rede de Comunicação.....	26
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>29</b>
Normas e Tecnologias Relevantes.....	29
3.1 - IEC 61850 .....	29
3.2 - Transformadores de Medida Não-convencionais.....	33
3.3 - Redundância de Comunicações em SAS .....	35
3.3.1 - Modelo OSI .....	36
3.3.2 - Protocolos de Redundância .....	37
3.3.3 - RSTP .....	37

3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR.....	38
3.4 - Sincronização de Tempo.....	41
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>45</b>
Barramento de Processo.....	45
4.1 - Definição e Normalização .....	45
4.2 - Benefícios e Desafios.....	47
4.3 - Arquiteturas de Barramento de Processo .....	50
4.4 - Evolução Futura.....	53
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>55</b>
Avaliação Técnica, de Maturidade e Questões de Implementação .....	55
5.1 - Definição dos Objetivos e Abrangência do Estudo .....	55
5.1.1 - Abrangência do Estudo.....	56
5.2 - Componentes Individuais .....	56
5.2.1 - Dispositivos Eletrônicos Inteligentes .....	57
5.2.2 - Merging Unit .....	58
5.2.3 - Transformadores de Medida Não-convencionais .....	60
5.2.4 - Equipamentos de Rede - <i>Switches</i> .....	61
5.2.5 - GPS Clock.....	61
5.2.6 - Contagem de Energia .....	62
5.2.7 - Ensaios .....	62
5.3 - Fornecedores Globais de Soluções.....	63
5.3.1 - Solução ABB.....	63
5.3.2 - Solução Alstom .....	65
5.3.3 - Solução GE .....	66
5.3.4 - Solução Siemens .....	69
5.3.5 - Análise de Soluções de Fornecedores Globais .....	70
5.4 - Componente Económica: Diminuição de Custos.....	74
5.5 - Implementação em Remodelações .....	76
5.6 - Conclusões Parciais.....	78
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>81</b>
Conclusões e Trabalhos Futuros.....	81
6.1 - Conclusões .....	81
6.2 - Trabalhos Futuros.....	82
Referências .....	83

## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Pormenor da planta de implantação de subestação AT/MT, adaptado de [1] .....	5
Figura 2.2 - Pormenor do painel de linha AT, chegada aérea, adaptado de [3] .....	7
Figura 2.3 - Pormenor do painel transformador de potência AT/MT, adaptado de [4] .....	7
Figura 2.4 - Pormenor do painel potencial de barras AT e interbarras AT, adaptado de [5] .....	8
Figura 2.5 - Curva de saturação típica de TI de medida [7] .....	12
Figura 2.6 - Curva de saturação típica de TI de proteção [7] .....	13
Figura 2.7 - Organização do Sistema de Automação de Subestações, níveis 0, 1 e 2 .....	24
Figura 2.8 - Rede de comunicações da subestação, em pormenor do edifício de comando, adaptado de [22] .....	26
Figura 2.9 - Arquitetura da rede de comunicação usada no SAS (edifício de comando) .....	28
Figura 3.1 - Arquitetura do Sistema de Automação de Subestações de acordo com IEC 61850 [25] .....	32
Figura 3.2 - Princípio de funcionamento de sensor polarimétrico [30] .....	35
Figura 3.3 - Modelo OSI [33] .....	37
Figura 3.4 - Exemplo de rede com PRP [31] .....	39
Figura 3.5 - Anéis HSR acoplados [34] .....	40
Figura 3.6- Interligação de redes PRP e HSR, com <i>RedBox</i> [37] .....	41
Figura 3.7 - Rede PTP [38] .....	42
Figura 4.1 - Interfaces lógicos [41] .....	46
Figura 4.2 - Conceito de <i>merging unit</i> e valores amostrados [24] .....	47
Figura 4.3 - Arquitetura com um <i>switch</i> por painel e sem comunicação interpainéis [43] .....	50

Figura 4.4 - Arquitetura com infraestrutura de rede redundante [43] .....	51
Figura 4.5 - Arquitetura em anel [43] .....	52
Figura 4.6 - Arquitetura com comunicação entre painéis e esquema de proteção redundante [43] .....	52
Figura 4.7 - <i>Merging unit</i> definida em IEC 61869-9 [44] .....	54
Figura 4.8 - <i>Stand alone merging unit</i> definida em IEC 61869-9 [44] .....	54
Figura 5.1 - Equipamento de ensaios Omicron CMC 850 [45] .....	63
Figura 5.2 - Certificado atribuído ao equipamento Omicron CMC 850 [45] .....	63
Figura 5.3 - Certificado <i>merging unit</i> ABB [46] .....	64
Figura 5.4 - Arquitetura da solução ABB [46] .....	64
Figura 5.5 - Arquitetura com componentes do fabricante Alstom [48] .....	65
Figura 5.6 - Solução completa GE, traduzido de [49] .....	66
Figura 5.7 - <i>Merging unit</i> GE, <i>Brick</i> , tradução de [49] .....	68
Figura 5.8 - Arquitetura da solução GE [52] .....	69
Figura 5.9 - Distribuição do tipo de sistema de proteção, comando e controlo .....	77
Figura 5.10 - Tipo de sistema de proteção, comando e controlo por data de entrada em serviço da instalação .....	77



# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Painéis AT da subestação do projeto-tipo [2].....	5
Tabela 2.2 - Painéis MT da subestação do projeto-tipo [2] .....	6
Tabela 2.3 - Transformadores de medida e respectivos painéis [2] .....	13
Tabela 2.4 - Painéis atuados pelas funções de automatismo [2] .....	16
Tabela 2.5 - Grupos de funções de automatismo [6] .....	17
Tabela 2.6 - Funções de proteção do painel de linha AT [21] .....	19
Tabela 2.7 - Funções de proteção do painel de barras AT [21].....	20
Tabela 2.8 - Funções de proteção do painel TP AT [21] .....	20
Tabela 2.9 - Funções de proteção do painel chegada TP MT [21].....	21
Tabela 2.10 - Funções de proteção do painel bateria de condensadores [21] .....	21
Tabela 2.11 - Funções de proteção do painel de saída MT [21] .....	22
Tabela 2.12 - Funções de proteção do painel TSA/RN [21] .....	22
Tabela 3.1 - Índice da norma IEC 61850 .....	31
Tabela 3.2 - Requisitos de comunicação [32].....	36
Tabela 5.1 - Quadro resumo de características de IED .....	57
Tabela 5.2 - Quadro resumo de características de <i>merging unit</i> .....	59
Tabela 5.3 - Quadro resumo de características de NCIT.....	60
Tabela 5.4 - Quadro resumo de características de <i>switches</i> .....	61
Tabela 5.5 - Quadro resumo de características de GPS .....	61
Tabela 5.6 - Entradas e saídas da <i>merging unit</i> GE, Brick [50] .....	67

Tabela 5.7 - Comparação par a par e determinação dos pesos dos critérios de decisão .....	71
Tabela 5.8 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Inserção em projetos-piloto e comerciais" .....	72
Tabela 5.9 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Disponibilidade da tecnologia para fornecimento e realização de pilotos" .....	72
Tabela 5.10 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Compatibilidade com subestações de parque exterior (AIS)" .....	73
Tabela 5.11 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Certificação das <i>merging units</i> " .....	73
Tabela 5.12 - Matriz de decisão.....	74
Tabela 5.13 - Custos e poupanças associados .....	75
Tabela 5.14 - Resumo da avaliação de soluções .....	79

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de abreviaturas

1PPS	<i>Point Per Second</i>
ACC	Armário de Comando e Controlo
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AIS	<i>Air Insulated Switchgear</i>
ARC	Armário de Reagrupamento de Cabos
ARCBT	Armário de Reagrupamento de Cabos de Baixa Tensão
AT	Alta Tensão
BC	Bateria de Condensadores
BT	Baixa Tensão
DANP	<i>Double Attached Node with PRP</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
EDP	Energias de Portugal, S.A.
EDPD	EDP Distribuição, S.A.
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i>
GE	<i>General Electric</i>
GIS	<i>Gas Insulated Switchgear</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
HSR	<i>High-availability Seamless Redundancy</i>
IB	Painel de Interbarras
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> / Dispositivo Eletrónico Inteligente
IF	Interface Lógico
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>

LAN	<i>Local Area Network</i>
LAT	Linha de Alta Tensão
LMT	Linha de Média Tensão
LE	<i>Light Edition</i>
MIF	Máximo de Intensidade de Fase
MIH	Máximo de Intensidade Homopolar
MIHD	Máximo de Intensidade Homopolar Direcional
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MT	Média Tensão
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i> / Tempo médio de funcionamento
MU	<i>Merging Unit</i>
NCIT	<i>Non-conventional Instrument Transformer</i>
NTP	<i>Network Time Protocol</i>
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
PB	Potencial de Barras
PCL	Posto de Controlo Local
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>
QMMT	Quadro Metálico de Média Tensão
RN	Reatância de Neutro
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SACA	Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
SACC	Serviços Auxiliares de Corrente Contínua
SANP	<i>Single Attached Node with PRP</i>
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SAT	<i>Site Acceptance Test</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SE	Subestação
SNTP	<i>Simple Network Time Protocol</i>
SPCC	Sistema de Proteção, Comando e Controlo
TI	Transformador de Intensidade
TP	Transformador de Potência
TSA	Transformador de Serviços Auxiliares
TT	Transformador de Tensão
UCA	<i>Utility Communication Architecture</i>
UCP	Unidade Central de Processamento
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>
XML	<i>Extensible Markup Language</i>

# Capítulo 1

## Introdução

Atualmente as subestações usam sistemas de automação, responsáveis pela proteção, comando e controlo da rede e subestação que monitorizam. Tal facto implica um elevado número de condutores a instalar entre os equipamentos de potência (sistema primário) e os equipamentos constituintes do sistema de automação (sistema secundário).

Com a evolução das tecnologias de informação e com a publicação da norma IEC 61850, que uniformiza os sistemas de automação das subestações, surge o conceito de barramento de processo, o qual define que as grandezas medidas pelos sensores instalados na rede elétrica, bem como informação sobre estados e sinalizações, serão digitalizados e inseridos numa rede de comunicações, estando acessíveis pelos componentes do sistema de automação, que deles farão uso para a execução das respetivas funções.

Trata-se de uma tecnologia recente e ainda em evolução, com a publicação de edições revistas da norma e com diferentes soluções, não uniformizadas, em diferentes fases dos seus ciclos de vida.

A dissertação pretende enquadrar a eventual aplicação do barramento de processo no contexto das subestações da rede de distribuição portuguesa, sendo que, para tal objetivo, foi desenvolvido o presente documento, estruturado de acordo com o descrito na secção seguinte.

### 1.1 - Estrutura do Documento

O capítulo presente, 1, faz o enquadramento do trabalho, a descrição da sua estrutura e objetivos que estão na sua origem.

O capítulo 2 visa efetuar o enquadramento da tecnologia, através da descrição do contexto das subestações do operador da rede de distribuição nacional, nomeadamente pela

## 2 Introdução

caraterização do seu equipamento primário e secundário, das funções de proteção e automatismo desempenhadas e da arquitetura da rede de comunicações.

O capítulo 3 descreve a norma IEC 61850 de forma genérica, as suas vantagens e possibilidades, e descreve também outras normas e protocolos que serão relevantes para o cumprimento dos requisitos impostos para a aplicação de soluções de *process bus*, nomeadamente redundância e sincronização de tempo. Também os transformadores de medida não-convencionais, que desempenharão um papel importante nas novas soluções, são abordados.

No capítulo 4 é abordada a tecnologia do barramento de processo, *process bus*, em si, o que é, vantagens e comparação com a solução tradicional, que utiliza um número elevado de condutores de cobre. Arquiteturas possíveis são analisadas, e é detalhado o estado atual da tecnologia, bem como evoluções num futuro próximo.

O capítulo 5 tem como objetivo a análise de soluções e componentes individuais de acordo com os requisitos e funcionalidades descritos nas secções anteriores, bem como o estudo da aplicabilidade em remodelações e questões económicas. Neste capítulo é feita uma descrição de componentes de vários fabricantes, e ainda de soluções completas, avaliadas de forma qualitativa e quantitativa. É feito um pequeno estudo da potencial vantagem económica trazida, e tratadas ainda questões de implementação da tecnologia, nomeadamente em remodelações, que são um importante campo de aplicação. Conclui com um resumo e análise dos resultados obtidos, denominado Conclusões Parciais.

O capítulo 6 conclui o documento, tecendo considerações globais e incluindo uma pequena consideração sobre trabalhos a desenvolver.

## Capítulo 2

# Caraterização da Arquitetura Atual das Subestações de Distribuição

No presente capítulo far-se-á uma descrição e caraterização das tecnologias atualmente empregues nas subestações do operador da rede de distribuição portuguesa, ao nível dos sistemas primário e secundário, com vista a definir o contexto do trabalho e relevância dos sistemas que lhe servem de base.

Ao nível do sistema primário, são caraterizados os equipamentos designados de potência, destinados ao trânsito de energia e funções diretamente associadas. Relativamente ao sistema secundário, que engloba o sistema de proteção, comando e controlo, são descritas as suas funções e arquitetura utilizada. O capítulo pretende definir o contexto atual, que eventualmente servirá de base à aplicação da tecnologia em estudo, em remodelações ou novos projetos.

### 2.1 - Sistema Primário

O equipamento primário da subestação, de AT (alta tensão) ou MT (média tensão), tem como função principal a transmissão e entrega da energia. É todo o equipamento monitorizado, protegido e atuado pelo sistema secundário da subestação. A subestação convencional do operador da rede de distribuição, com parque exterior de aparelhagem, utiliza a tecnologia denominada *Air Insulated Switchgear* (AIS), que é a solução prevista no projeto-tipo de subestações, base de estudo para este trabalho. É no parque exterior que se encontra o principal equipamento monitorizado, protegido e atuado pelo sistema secundário da subestação, no nível de alta tensão. O nível de média tensão, situado a jusante do transformador de potência, é constituído principalmente pelos equipamentos inseridos no quadro metálico de média tensão (QMMT).

#### 4 Caracterização da Arquitetura Atual das Subestações de Distribuição

A solução de *Gas Insulated Switchgear* (GIS) consiste tipicamente numa solução modular, em invólucro isolado a gás, para instalação interior, que permite uma poupança espacial relevante. Tal facto deve-se à redução das distâncias de isolamento, e ainda, sendo o invólucro uma parte não ativa, à dispensa de distância de isolamento entre este e outras massas da instalação. Esta alternativa não se encontra atualmente definida no projeto-tipo de subestações, ainda que possa ser utilizada pelo operador da rede de distribuição, nomeadamente em subestações inseridas em ambiente urbano e em postos de corte<sup>1</sup>.

O pormenor da planta de implantação da subestação de acordo com o projeto-tipo e para a sua configuração máxima, Figura 2.1, detalha a disposição espacial dos painéis AT e respetivos equipamentos, e ainda do edifício de comando, onde é visível a implementação do quadro metálico de média tensão. Os transformadores de serviços auxiliares e baterias de condensadores, equipamentos MT situados no parque exterior de aparelhagem também são incluídos na imagem.

Sombreados a vermelho na figura, encontram-se seis painéis de linha AT. Com cor amarela, estão assinalados os dois painéis de transformador de potência e, a verde, o painel de interbarras e potencial de barras AT. Como é visível, esta configuração completa do parque exterior de aparelhagem utiliza dois barramentos AT, correspondentes às partes não sombreadas na figura. A figura, adaptada de [1], está disponível na página indicada na respetiva referência, não sendo viável a sua reprodução completa no documento por se tratar de um grande formato (A2).

---

<sup>1</sup> Posto de corte é definido como uma instalação que conecta linhas do mesmo nível de tensão. São também equipadas com equipamento de corte e seccionamento, e possuem também equipamento de proteção e controlo, sendo, por isso, também potenciais campos de aplicação da tecnologia em estudo.



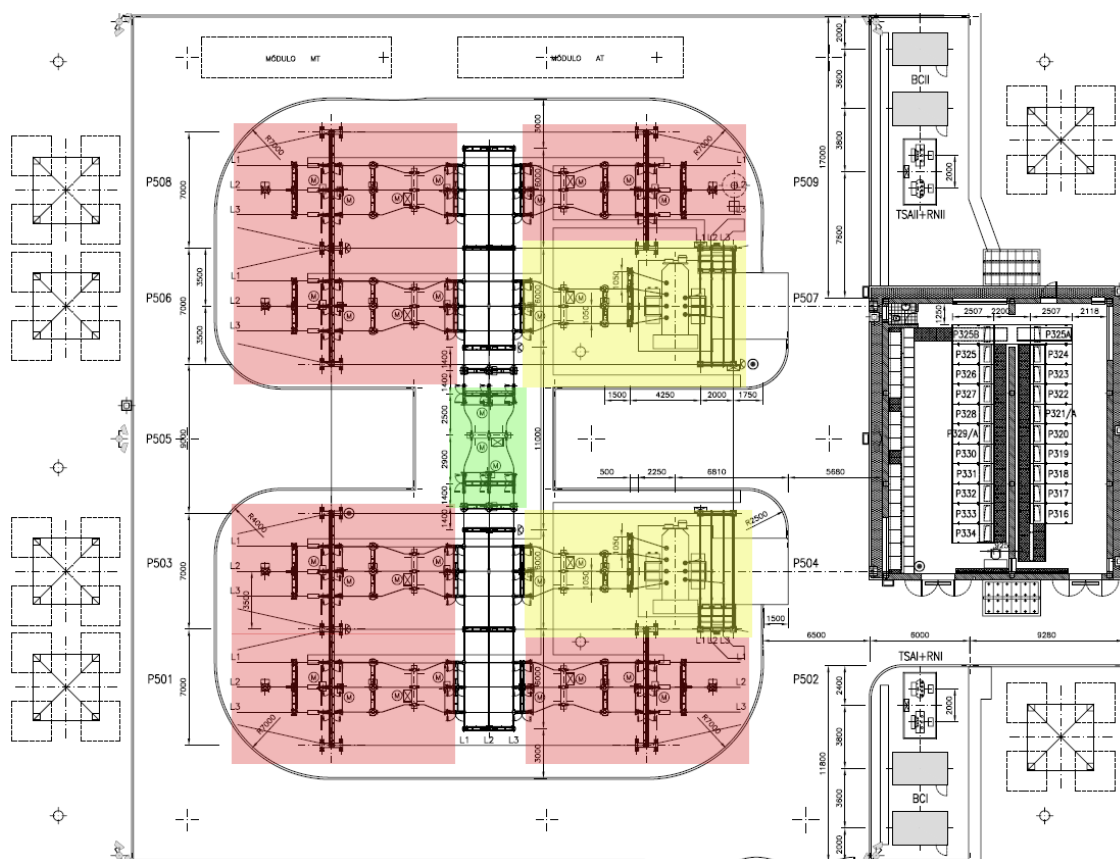


Figura 2.1 - Pormenor da planta de implantação de subestação AT/MT, adaptado de [1]

Como referido, os principais equipamentos primários, designados por equipamentos de potência, estão, de acordo com o projeto-tipo de subestações, agrupados segundo painéis de alta tensão e média tensão, com as funções descritas na Tabela 2.1 e Tabela 2.2, respetivamente.

Tabela 2.1 - Painéis AT da subestação do projeto-tipo [2]

Tipo de Painel	Efetua a ligação entre
Linha AT / Transformador de Potência AT/MT	Linha de distribuição AT e o primário do transformador de potência AT/MT (em subestação sem barramento AT)
Linha AT	Barramento AT e a respetiva linha de distribuição AT
Transformador de Potência AT/MT	Barramento AT e o primário do transformador de potência AT/MT
Potencial de Barras AT	Barramento AT e os transformadores de medida de tensão do barramento
Interbarras AT	Dois barramentos AT entre si

## 6 Caracterização da Arquitetura Atual das Subestações de Distribuição

Tabela 2.2 - Painéis MT da subestação do projeto-tipo [2]

Tipo de Pannel	Efetua a ligação entre
Chegada Transformador de Potência	Secundário do transformador de potência AT/MT e o barramento do QMMT
Linha MT	Barramento do QMMT e a respetiva linha de distribuição de MT
Bateria de Condensadores	Barramento do quadro metálico e a bateria de condensadores de MT
Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) e Reactância de Neutro (RN)	Barramento do QMMT e o TSA e a RN
Potencial de Barras MT	Barramento do QMTT e os transformadores de medida de tensão do barramento
Interbarras MT	Dois barramentos MT entre si
Ligação de Barras	Barramento à cela de interbarras

A Figura 2.2 mostra o pormenor do desenho do painel de linha AT de chegada aérea, a configuração mais comum em subestações com parque exterior de aparelhagem. Pela ordem espacial, pela qual estão marcados na figura, é possível distinguir:

1. Transformador de tensão;
2. Descarregadores de sobretensões;
3. Pórtico de chegada de linha;
4. Seccionador de linha e seccionador de terra;
5. Transformadores de Intensidade;
6. Disjuntor;
7. Seccionador de barramento (a alimentar o barramento).

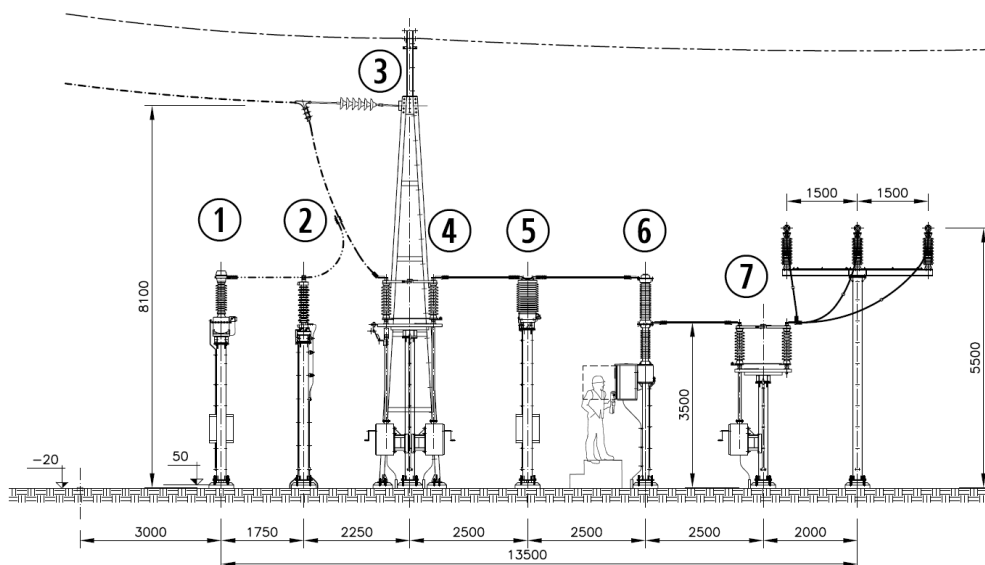


Figura 2.2 - Pormenor do painel de linha AT, chegada aérea, adaptado de [3]

Na Figura 2.3 é visível o corte do painel de transformador de potência AT/MT, a partir das barras AT, com todo o equipamento até à alimentação, por cabo, do quadro metálico de média tensão:

1. Barramento AT;
2. Seccionador de barramento;
3. Disjuntor;
4. Transformadores de Intensidade;
5. Descarregadores de sobretensões;
6. Transformador de potência;
7. Ligações MT.

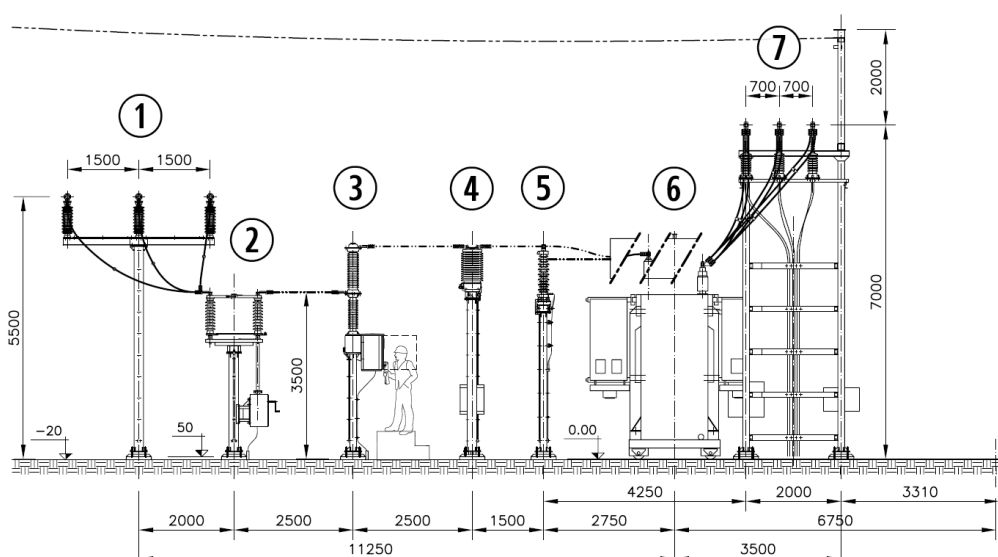


Figura 2.3 - Pormenor do painel transformador de potência AT/MT, adaptado de [4]

Os painéis potencial de barras AT e interbarras AT, ilustrados conjuntamente na Figura 2.4, efetuam a ligação do barramento aos transformadores de tensão (TT), e entre barramentos, com respectivos seccionadores e disjuntor. De acordo com a legenda da figura:

1. Barramento;
2. Transformadores de tensão;
3. Seccionador de barramento;
4. Disjuntor.

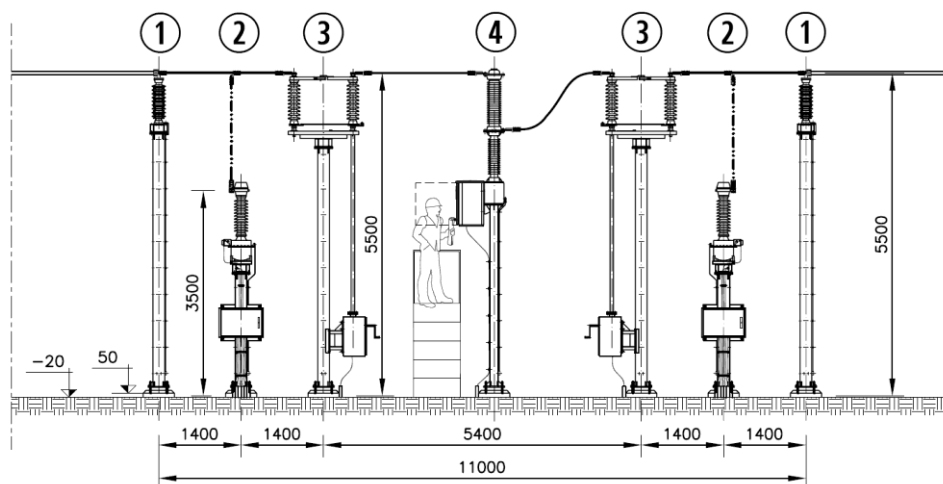


Figura 2.4 - Pormenor do painel potencial de barras AT e interbarras AT, adaptado de [5]

### 2.1.1 - Equipamento de Potência

Em suma, os equipamentos de potência principais são: o transformador de potência, as linhas AT e MT (chegada e saída), barramentos, disjuntores, seccionadores de linha e de barramento, descarregadores de sobretensões, transformadores de serviços auxiliares, reatâncias de neutro e baterias de condensadores. Nos parágrafos seguintes, é feita uma descrição breve dos componentes considerados relevantes para o SPCC, por serem diretamente protegidos ou atuados por este.

#### ○ Transformador de Potência

O principal componente duma subestação é o transformador de potência. A função elementar da subestação, elevar ou reduzir o nível de tensão, é efetuada por este equipamento. Trata-se de um equipamento essencial, de grande valor económico e do qual se espera uma elevada fiabilidade e continuidade de serviço.

Dotado de enrolamentos primário e secundário, transforma a energia elétrica de dadas características de tensão e corrente, no lado primário, em energia com as respetivas grandezas transformadas, no lado secundário. Esta capacidade é essencial nos sistemas de

energia, pois permite vencer as distâncias de transmissão, por vezes elevadas, com valores de perda energética minimizados.

Assim, as principais partes ativas de um transformador de potência são os enrolamentos, que envolvem o núcleo magnético, não ativo. O isolamento elétrico é garantido envolvendo todo o conjunto em material isolante líquido, tipicamente óleo mineral, além do envolvimento dos enrolamentos a papel e vernizes. Todo este equipamento está contido dentro de uma cuba metálica, existindo ainda um compensador do volume de óleo, que permite a expansão deste, a temperaturas elevadas, com o propósito de evitar a criação de pressões que levariam a uma falha do equipamento. Existe ainda um mecanismo de regulação de tensão, em carga, que permite ajustar a relação de transformação, compensando quedas de tensão que ocorram em função da carga ou da alimentação da rede AT.

Dada a complexidade e elevada disponibilidade requerida ao equipamento, ainda que este possua, por natureza, elevados índices de fiabilidade, este contém proteções próprias, como o relé de Buchholz, que deteta defeitos no dielétrico através da acumulação de gases por estes criados, sinalizando alarme ou disparo. Outras proteções próprias incluem imagem térmica, sobrepressão, nível de óleo, temperatura e proteção da câmara de comutação (do regulador de tensão) [6].

- **Disjuntor**

Os disjuntores são os equipamentos que separam e reestabelecem os seus contactos, permitindo, ou não, o trânsito de potências através da subestação. É sua função conduzir as correntes nominais do circuito, bem como interromper correntes de defeito (poder de corte) e reestabelecer circuitos em carga. [7]

No projeto-tipo, encontram-se disjuntores [2]:

- Na chegada de linha AT;
- A montante do transformador de potência;
- No painel Interbarras AT;
- Na média tensão:
  - Chegada do transformador de potência;
  - Interbarras;
  - Saídas de linha;
  - Celas de transformador de serviços auxiliares, reatância de neutro e bateria de condensadores.

As funções de proteção, executadas nos IED ou em relés, determinam quando o circuito deve ser interrompido, atuando o disjuntor pela energização da respetiva bobina de disparo. O disjuntor tem energia acumulada, tipicamente numa mola, em quantidade suficiente para separar os seus contactos. [7] No contexto do trabalho, é relevante a distância física entre os relés de proteção dos equipamentos do parque exterior, situados no edifício de comando, e o disjuntor, sendo que o comando é atualmente realizado a esta distância utilizando sinais

elétricos em condutores de cobre, tal como acontece com as sinalizações provenientes deste equipamento.

### ○ **Linha**

Para a interligação de subestações, bem como para alimentar outros equipamentos de distribuição a partir destas, como postos de transformação, existem linhas aéreas ou cabos subterrâneos. A solução prevista no projeto-tipo de subestações AT/MT é a de linha aérea ou cabo subterrâneo de chegada a 60 kV, alimentando o barramento AT, e saídas aéreas ou subterrâneas MT, a partir do quadro metálico de média tensão (QMMT), com tensão 15 ou 30 kV, conforme o aplicável na instalação.

Dada a exposição das linhas aéreas aos elementos, é nestas que ocorre a grande maioria dos defeitos, devido a contactos com árvores, animais, e até por eventuais falhas de suporte, em situações de vento excessivo. Tais defeitos ocorrem de forma aleatória, em diversos locais da rede, e são classificados em duas categorias principais [8]:

- Permanentes;
- Não-permanentes;
  - Fugitivos;
  - Semipermanentes;

Os primeiros não são eliminados sem a intervenção de pessoal no local do defeito, enquanto os segundos são resolvidos aquando do disparo da linha e consequente realimentação. É importante a atuação rápida e seletiva das proteções, bem como a eficácia das funções de automatismo (relição), por forma a evitar danos materiais de maior, e reestabelecer rapidamente o serviço, respetivamente.

A monitorização da Linha AT é feita através de um transformador de tensão e três transformadores de corrente, segundo o projeto-tipo de subestações AT/MT.

### ○ **Seccionador**

O Seccionador tem como função o seccionamento visível de duas partes ativas, por forma a garantir o isolamento entre estas. O disjuntor garante a separação dos seus contactos, sinalizada no seu exterior, eletricamente, por ação de relés auxiliares, ou mecanicamente. No entanto, dado que o disjuntor se encontra num invólucro fechado, não existe a garantia do isolamento dos equipamentos a jusante, pois pode ocorrer uma falha da referida sinalização, ou pode não ocorrer interrupção das três fases, por exemplo. Estas situações de falha põem em risco os operadores da instalação, que inadvertidamente se colocariam em contacto com um barramento ou linha à tensão de serviço. Assim, o seccionador é atuado e encravado, após abertura do disjuntor, garantindo segurança de isolamento para quem trabalha na instalação.

Este equipamento não tem poder de corte, ao contrário do disjuntor. Como tal, não é adequado para interrupção de correntes, quer de magnitudes normais, quer de defeito, não podendo ser operado com o painel em serviço (nas topologias previstas no projeto-tipo), sob pena de ocorrência de arcos elétricos.

### 2.1.2 - Equipamento de Medida

Os transformadores de medida, ou de instrumentação, são aplicados em funções de medição, monitorização de cargas e proteção, sendo a aplicação em funções de proteção, a mais crítica no âmbito do trabalho. Neste contexto, de acordo com [7], têm como objetivo a medição contínua da tensão e corrente do sistema elétrico, fornecendo sinais aos relés, responsáveis pela deteção de condições anormais de funcionamento da rede. O seu funcionamento durante e após a ocorrência de defeito é crítico, já que erros no sinal por estes fornecidos podem originar má operação das proteções [9]. As suas principais funções são:

- Transformar as correntes ou tensões de valores elevados para valores aceitáveis ao nível secundário: Os valores das correntes que circulam no sistema assumem valores que podem ser na ordem de milhares de ampere, variando com o nível de tensão (até centenas de kV) e em função da aplicação em questão;
- Uniformização dos relés: o fabrico de relés para os inúmeros níveis de tensão e valores nominais de corrente existentes seria inconcebível, cabendo aos transformadores a uniformização dos valores das grandezas no secundário para poucos valores de corrente e tensão;
- Isolamento dos relés e restante instrumentação da tensão da rede.

Os dois tipos de transformadores de medida são os transformadores de tensão (TT) e de corrente, ou de intensidade (TI).

Os transformadores de tensão são ligados em paralelo com o circuito de potência, com a finalidade de transformar a tensão da rede numa tensão adequada, mais concretamente, 100V (valor nominal), na aplicação, segundo o projeto-tipo, nas subestações de distribuição nacionais. Existem dois tipos, magnéticos e capacitivos, com aplicações típicas em redes de alta tensão e muito alta tensão. Os primeiros funcionam tal como um transformador de potência, com número de enrolamentos proporcional à tensão em circuito aberto desejada para o secundário. Os transformadores de tensão capacitivos baseiam-se no princípio do divisor de tensão capacitivo. [7]

Segundo [10], a todos os transformadores de tensão para aplicações de proteção deve ser atribuída uma classe de precisão para medição, e ainda uma de duas classes de precisão para TT para proteção. As classes de precisão para TT para aplicações de medição são definidas pelo erro de tensão, em percentagem, à tensão nominal, nomeadamente: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0 e 3.0. As classes de precisão para TT de proteção são definidas pelo erro de tensão, em

percentagem, a 5% da tensão nominal, originando as designações 3P e 6P (a letra *P* indicando aplicações de proteção).

De acordo com o Projeto Tipo de subestações, são utilizados TT: do lado AT, um no painel de linha e três no painel “Potencial de Barras” (um por fase) e, do lado MT, também três no painel de “Potencial de barras AT” [2].

Os transformadores de corrente são similares, em construção, aos transformadores convencionais, pois são constituídos por enrolamentos primário e secundário, acoplados magneticamente por um núcleo comum. O enrolamento primário é ligado em série com a rede, ao contrário dos transformadores de tensão, logo, estes equipamentos devem ter a capacidade de ser percorridos pela corrente de curto-circuito da rede onde estão inseridos. No contexto das elevadas correntes nominais que se verificam nas subestações, os TI de proteção são do tipo barra, com núcleo toroidal e enrolamento secundário distribuído uniformemente. O primário do transformador é o próprio condutor, ou barra, atravessado pela corrente de serviço. [7].

Também no caso dos transformadores de corrente, o secundário pode fornecer sinais a equipamentos de medida ou de proteção, com classes de precisão distintas. Os núcleos de medida funcionam em condições de carga normais, sendo desejável que saturem, protegendo os instrumentos em condições de defeito. Os núcleos de medição requerem elevada previsão, pequena potência de carga do secundário e baixa tensão de saturação, operando na gama dos 5 a 120% da corrente nominal: as classes de precisão para este fim são 0.2 ou 0.5, de acordo com o erro percentual correspondente [11]. No caso de utilizados para fins de proteção, como não são esperadas atuações em condições normais de funcionamento, mas sim com correntes anormais, são permitidas menores precisões, sendo, no entanto, importante evitar a saturação, pois é desejável que a informação sobre a perturbação seja passada ao secundário de forma fiel. Na Figura 2.5 e Figura 2.6 são ilustradas as curvas de saturação típicas de TI com aplicação em medida e proteção, respetivamente. As classes de precisão típicas são 5P, 10P [12].

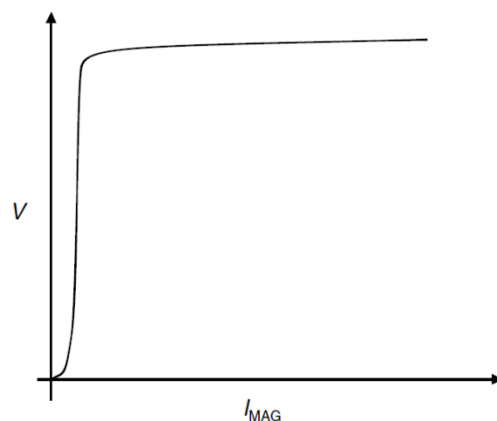


Figura 2.5 - Curva de saturação típica de TI de medida [7]



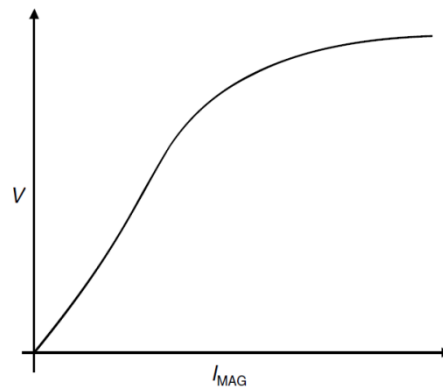


Figura 2.6 - Curva de saturação típica de TI de proteção [7]

No projeto-tipo de subestações, são utilizados TI, no nível AT, no painel de linha e no painel do transformador de potência, em ambos os casos, um por fase. No nível MT são utilizados na chegada MT do transformador de potência, no painel do transformador de serviços auxiliares e reatância de neutro, painel de bateria de condensadores e nos painéis de saída MT [2]. A Tabela 2.3 resume esta informação.

Tabela 2.3 - Transformadores de medida e respectivos painéis [2]

Painel	Número de TI	Número de TT
Linha AT	3	1
TP AT	3	-
Barras AT	-	3
TP MT	3	-
Saída MT	3	-
TSA+RN	3	-
Bateria de Condensadores	3	-
Potencial de Barras	-	3

## 2.2 - Funções de Proteção e Automatismo

Ao nível da subestação moderna, é utilizado um sistema secundário que processa a informação proveniente do sistema primário e de níveis superiores, responsável pela atuação e aquisição de dados do nível primário, disponibilização destes na subestação e no centro de condução, execução de funções de proteção, automatismo, comando e supervisão (local e remota).

Componentes essenciais no SPCC são os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) definidos, de acordo com [13], como dispositivos baseados em microprocessadores, com capacidade de troca de informação digital. Trata-se de um termo que define dispositivos comunicativos, utilizados em redes de distribuição e transmissão, e incluem, além das

funções desempenhadas pelos relés de proteção digitais, as funções das unidades remotas terminais (RTUs) e de outros tipos de equipamentos, como controladores de energia reativa. A sua principal aplicação é na monitorização e proteção do equipamento do sistema primário, sendo também responsáveis pela aquisição e processamento de dados de controlo e de operação, para troca com outros níveis hierárquicos da subestação, tais como DMS (*Distribution Management System*) e SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

O sistema secundário da subestação comanda e controla toda a instalação, através da interligação dos módulos de processamento da informação, IED, executando todas as funções necessárias ao correto funcionamento e monitorização da instalação [2].

De todas as funcionalidades executadas pelo sistema secundário da subestação, têm especial importância as funções de proteção e de automatismo, pois são estas que permitem a salvaguarda da integridade dos equipamentos e da qualidade e continuidade de serviço, fatores vitais para o operador da rede. Dada esta relevância, e para a compreensão do volume de informação e a rapidez de comunicação que são requisito destas principais funções executadas pela subestação, detalha-se nas subsecções seguintes cada uma das funções que constituem estes dois grupos.

### 2.2.1 - Funções de Automatismo

A parte do sistema secundário responsável pelas ações de comando e controlo atrás descritas encontra-se distribuída pelos dispositivos eletrónicos inteligentes da subestação, monitorizando e comandando os órgãos desta. De todas as funções executadas, são de especial relevância as funções de automatismo, destinadas a eliminar determinados tipos de defeitos e a garantir elevados níveis de qualidade de serviço. Estas encontram-se definidas num conjunto de documentos de especificação funcional do operador da rede de distribuição, referentes às funções:

- Comutação automática de disjuntores BT;
- Religação rápida e/ou lenta de disjuntores;
- Pesquisa de terras resistentes;
- Deslastre e reposição por tensão;
- Deslastre e reposição por frequência;
- Regulação automática de tensão;
- Comando horário de bateria de condensadores.

A função “comutação automática de disjuntores BT” tem a função de atuar sobre os disjuntores de baixa tensão dos transformadores de serviço auxiliar (TSA) por forma a seleccionar o transformador que permite alimentar o barramento de Serviços Auxiliares de Corrente Alternada, garantindo a alimentação necessária a estes e, em consequência, aos Serviços Auxiliares de Corrente Contínua, essenciais ao funcionamento do sistema secundário

em caracterização. Além da execução da função e atuação sobre os disjuntores BT dos TSA, é emitida uma sinalização sobre o estado (início/fim) da função [14].

A “Religação rápida e/ou lenta de disjuntores” atua sobre os painéis de linha (AT e MT), com vista a eliminar defeitos fugitivos e semipermanentes que ocorram no traçado das linhas respectivas, garantindo atuação automática, com interrupções de curta duração. A função é executada no IED do painel, num de seis modos de funcionamento, efetuando religações rápidas ou lentas, com temporizações correspondentes, que são executadas aquando da chegada da informação do arranque das funções de proteção do painel. Além da atuação sobre o disjuntor, são emitidas sinalizações para o exterior, que caracterizam o estado da função de automatismo, quando em execução, e ainda em caso de falha ou interrupção ou encravamento [8].

Quanto à função “Pesquisa de Terras Resistentes”, está associada ao andar MT da subestação, pesquisando os painéis por defeitos à terra de elevada resistência (logo, com baixa corrente de defeito), detetados pela proteção do painel da reatância de neutro (corrente homopolar), que não sejam detetados pelas proteções do painel onde ocorre o defeito, por falta de sensibilidade destas. Em função da topologia da subestação, obtida a partir da base de dados, a função de automatismo é executada, para cada tipo de painel previsto, de acordo com o estado dos equipamentos, em coordenação com as funções “religação”, e ainda com prioridade relativa às funções “deslastre/reposição por tensão” e “deslastre/reposição por frequência”, que se forem executadas, fazem com que a “Pesquisa de Terras Resistentes” seja inibida. É, ainda, sinalizado para o exterior o estado ou resultado da execução da função [15].

A função de automatismo “Deslastre e reposição por tensão” tem como objetivo o deslastre de todas as linhas alimentadas por um barramento na eventualidade da atuação da função de proteção de mínimo ou máximo de tensão, e após o deslastre e regresso à normalidade dos valores de tensão, efetuar a realimentação sequencial de todas as linhas, evitando, assim, o aparecimento de fenómenos transitórios prejudiciais ao funcionamento do sistema, que ocorreriam no caso de uma alimentação simultânea de todas as cargas. Esta função de automatismo tem prioridade sobre as funções “religação”, “pesquisa de terras resistentes”, tendo a função “deslastre e reposição por frequência” prioridade sobre ela [16].

O “Deslastre e reposição por frequência” procede ao deslastre de cargas (linhas MT) aquando da diminuição dos valores de frequência parametrizados, com vista a evitar o colapso da rede, bem como efetuar a reposição da alimentação às mesmas no regresso da frequência aos valores nominais e mediante autorização do operador [17].

No sentido de manter o valor de tensão num barramento MT no valor pretendido, compensando as quedas de tensão em carga no transformador, ou transformadores, que o alimentam, bem como variações da tensão primária (AT), é executada a função “Regulação de tensão”, dando ordens aos dispositivos de comando dos reguladores de tomadas em serviço dos transformadores. A função interage com o “Comando de baterias de condensadores”, “deslastre e reposição por tensão” e “deslastre e reposição por frequência”, emitindo sinalizações sobre o estado, anomalias e resultados da execução da função [18].

## 16 Caracterização da Arquitetura Atual das Subestações de Distribuição

Para a melhoria do fator de potência das cargas alimentadas pela subestação, com vista à compensação das perdas e quedas de tensão na rede a montante desta, e ainda à redução de encargos com compra de energia reativa, é executado o “Comando horário de baterias de condensadores”. Executando um conjunto de oito programas previstos, coordena a sua atuação com as funções atrás referidas, exceto com a “Comutação automática de disjuntores BT” e “Religação rápida/lenta de disjuntores”, emite também sinalizações para o exterior [19].

Da execução das funções de automatismo existentes e das interações entre estas, resulta atuação dos diversos painéis, descrita na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Painéis atuados pelas funções de automatismo [2]

Função de Automatismo	Programa	Painéis atuados						
		LAT	TP AT	TP MT	BC	LMT	LAT/TP AT	TSA
Deslastre por falta de tensão/ reposição por regresso de tensão	Deslastre AT	X	X	X			X	
	Reposição AT	X	X	X			X	
	Deslastre MT				X	X		
	Reposição MT					X		
Regulação de tensão	Regulação automática de tensão MT		X					
Deslastre por mínimo de frequência/ reposição por normalização de frequência	Deslastre Min. Freq. MT				X	X		
	Reposição Freq. MT					X		
Religação rápida e/ou lenta de disjuntores	Religação rápida MT					X		
	Religação lenta 1 MT					X		
	Religação lenta 2 MT					X		
	Religação rápida AT	X						
Comando horário de baterias de condensadores	Controlo Horário BC				X			
Pesquisa de Terras Resistentes	Não aplicável			X	X	X		
Comutação Automática de Disjuntores BT	Não aplicável							X

As funções de automatismo descritas agrupam-se segundo dois grupos, denominados “âmbito painel” e “âmbito barramento de tensão”, como disposto na Tabela 2.5.

Em termos de modos de funcionamento, o conjunto de todas as funções pode encontrar-se em modo “inibido” ou “permitido”, independentemente do modo de funcionamento definido individualmente, com a exceção da função “regulação automática de tensão”.

As funções do âmbito de painel, podem ser colocadas nos modos “automático” e “manual” individualmente, enquanto as funções do âmbito de barramento de tensão são colocadas nos mesmos modos, no entanto, para todo o barramento.

Tabela 2.5 - Grupos de funções de automatismo [6]

Grupo	Função de Automatismo	Modos de Funcionamento	
<b>Âmbito Painel</b>	Regulação Automática de Tensão	-	Automático/Manual
	Religação	Inibido/ Permitido	Automático/Manual
	Controlo Horário da Bateria de Condensadores		Automático/Manual
<b>Âmbito Barramento de Tensão</b>	Deslastre e Reposição por Tensão		Automático/Manual
	Deslastre e Reposição por Frequência		
	Pesquisa de Terras Resistentes		

Os modos de funcionamento referidos anteriormente podem ser selecionados a partir das unidades de painel (IED), do posto de comando local (PCL), centro de condução (CCR) e centro de engenharia (CE). Ao nível das unidades de painel, é possível colocar em serviço e fora de serviço as funções de automatismo do respetivo painel. Ao nível do posto de comando local e centro de condução (SCADA), é possível a inibição ou permissão do conjunto de funções de automatismo da subestação, a colocação em serviço ou fora de serviço de cada uma das funções do âmbito de painel, e ainda do conjunto das funções de automatismo por barramento de tensão, e ainda a seleção dos programas de qualquer função de automatismo. O centro de engenharia tem também a possibilidade de colocar em serviço ou fora de serviço qualquer uma das funções de automatismo, tal como a seleção dos respetivos programas [6].

### 2.2.2 - Funções de Proteção

Um aspeto relevante na operação do sistema elétrico é qualidade e continuidade de serviço, como tal, a minimização das consequências resultantes de defeitos no traçado da rede assume-se como requisito fundamental no projeto e conceção desta. Ao mesmo tempo, e dado que os defeitos não podem ser evitados na sua totalidade, são minimizadas as interrupções de serviço e os danos aos equipamentos através da aplicação de relés de proteção, que, atuando disjuntores colocados em locais chave, garantem o isolamento imediato dos componentes com defeito, evitando a propagação dos efeitos negativos à restante rede [20]. As funções de proteção, outrora desencadeadas por relés eletromecânicos, são na atualidade executadas pelos dispositivos eletrónicos inteligentes, IED, que acrescentam possibilidades como execução de várias funções por equipamento,

análise de defeitos, osciloperturbografia, comunicação entre relés e comunicação remota, permitindo um controlo eficaz à distância.

Os principais requisitos de proteção exigidos aos relés são os de sensibilidade, seletividade, rapidez e fiabilidade. Assim, pretende-se que as proteções atuem sobre condições reais de defeito, analisando as condições deste e atuando com a temporização correspondente de maneira a isolar a mínima área que lhe corresponda, de forma rápida, e garantindo fiabilidade tão alta quanto possível [20]. Ainda quanto à fiabilidade, o Sistema de Proteção, Comando e Controlo tem implementado um mecanismo de controlo da execução do *software*, denominado *watchdog*, que verifica o correto funcionamento dos equipamentos, sinalizando e inibindo ordens de saída do sistema, aliado a uma sinalização do componente com mau funcionamento [2].

As funções de proteção existentes, associadas a cada painel da subestação, estão listadas nas tabelas seguintes.

### ○ Painel de Linha AT

As funções de proteção do painel de Linha AT, enumeradas na Tabela 2.6, estão tipicamente agrupadas em dois IED, por forma a garantir a duplicação das funções máximo de intensidade de fase, máximo de intensidade homopolar e máximo de intensidade homopolar direcional.

Tem especial relevância a função de proteção de distância, principal função de proteção de linhas AT, que garante uma deteção seletiva e atuação rápida em situações de defeito, graças à característica tempo-distância por zonas. Os esquemas de teleproteção podem estar associados a esta função, bem como à de máximo de intensidade homopolar direcional, auxiliando e ditando o seu funcionamento no caso da existência de defeitos ao longo da linha, através do envio dos sinais, por meio de comunicações, de um extremo da linha para o oposto, aumentando assim a seletividade e rapidez de atuação, que, utilizando apenas as características de atuação das proteções, não são facilmente obtidas em conjunto. A função auxiliar de *Week Infeed Logic* associa-se a este esquema de proteção para garantir o disparo no caso da existência de correntes de defeito não significativas num extremo da linha, que de outra forma não garantiriam o envio do sinal de Teleproteção e, consequentemente, dariam lugar a disparos de *backup*, temporizados. Também a função *Current Reversal Logic* garante o bloqueio do envio de sinal de Teleproteção para o extremo oposto de linhas sem defeito, no caso de inversão do sentido da corrente que nestas circula, situação passível de ocorrer em linhas exploradas em paralelo, onde apenas numa exista defeito.

Quando utilizada, a proteção diferencial de linha ou cabo é a principal proteção destes, detetando defeitos entre os TI das duas extremidades através da comparação vetorial das correntes, garantindo atuação em 30 ms. Tal como a função de proteção de distância, deve desencadear a função de automatismo “Religação rápida e/ou lenta de disjuntores”.

As funções máximo de intensidade de fase (MIF), máximo de intensidade homopolar (MIH) e máximo de intensidade homopolar direcional (MIHD) devem garantir dois níveis de detecção ( $I >$  e  $I >>$ ;  $I_0 >$  e  $I_0 >>$ ;  $I_{0d} >$  e  $I_{0d} >>$ ), sendo que a função MIF deve ser imune a eventuais inibições ou bloqueios das funções de distância ou diferencial, mantendo-se sempre em serviço. A função MIHD deve também desencadear a função de automatismo “Religação rápida e/ou lenta de disjuntores”.

A verificação de sincronismo garante o sincronismo entre as diferentes fontes de energia, nomeadamente da alimentação da subestação com eventuais produções em regime especial a ela ligados, verificando as condições de fecho do disjuntor.

Tabela 2.6 - Funções de proteção do painel de linha AT [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
Funções de Proteção	Distância - detecção de ligação sobre defeito	21
	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	50
	Máximo de Intensidade Homopolar Direcional (MIHD)	67N
	Máximo de Intensidade Homopolar (PTR)	50N
	Verificação de sincronismo	25
	Teleproteção	85
	<i>Power Swing Detection</i>	(21)
	<i>Weak End Infeed</i>	(21)
	<i>Current Reversal Logic</i>	(21)
	Deteção de condutor partido	50BF (sic)
	Diferencial de linha (opcional)	87
Funções Complementares	Monitorização do Disjuntor	
	Localizador de Defeitos	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	
	Comutação de Parâmetros	

#### ○ Painel Barras AT

No que concerne ao painel de barras AT, cujas funções de proteção são as detalhadas na Tabela 2.7, a principal função de proteção é a de diferencial de barras, que deteta e elimina em tempo instantâneo defeitos que ocorram entre a zona delimitada pelos TI dos painéis que interligam ao barramento AT. É importante que a proteção tenha em conta a topologia da instalação, que deve atualizar em função da supervisão de toda a aparelhagem AT ao barramento conectada. Deve possuir dois patamares de atuação, alarme e disparo, sob os disjuntores dos painéis associados à zona de ocorrência do defeito.

Tal como no painel de linha AT, existe a função “verificação de sincronismo” que avalia as condições de sincronismo, na execução das ordens de fecho do disjuntor que interliga os dois semibarramentos da instalação.

A função “mínimo de tensão”, associada a cada semibarramento da instalação, deteta a falta de tensão, e desencadeia a função de automatismo “deslastre por falta de tensão/ reposição por regresso de tensão”.

Tabela 2.7 - Funções de proteção do painel de barras AT [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
<b>Funções de Proteção</b>	Mínimo de Tensão (mU)	27
	Diferencial	87
	Verificação de sincronismo	25
<b>Funções Complementares</b>	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	

#### ○ Painel de Transformador de Potência AT

O painel de transformador de potência AT tem na função “diferencial de transformador” a sua principal função de proteção, garantindo a integridade do equipamento em caso de avaria ou defeito interno. Faz uso dos sinais dos TI instalados do lado AT e MT do transformador de potência, comparando vectorialmente as correntes nos lados primário e secundário, garantindo a compensação interna do desvio angular (índice horário) introduzido pelo transformador de potência. As funções de proteção existentes neste painel são detalhadas na Tabela 2.8.

Tabela 2.8 - Funções de proteção do painel TP AT [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
<b>Funções de Proteção</b>	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	50
	Diferencial	87T
<b>Funções Complementares</b>	Monitorização de Disjuntor	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	

#### ○ Painel de Chegada TP MT

Para o painel de chegada de média tensão ao quadro metálico de média tensão, a partir do transformador de potência, são consideradas as funções de proteção detalhadas na Tabela 2.9, sendo a maior parte de funcionalidade semelhante às descritas anteriormente. A função “máximo de tensão homopolar de terras resistentes”, que se aplica apenas em subestações exploradas com neutro isolado, tem como objetivo a deteção de defeitos resistivos no andar



de média tensão da subestação, efetuando o disparo temporizado do disjuntor. A outra diferença reside na proteção de frequência, que deteta um de três níveis de abaixamento da frequência da rede, desencadeando a função de automatismo “deslastre por mínimo de frequência/ reposição por normalização de frequência”, deslastrando as cargas da subestação, por prioridade, e repondo-as sequencialmente aquando da normalização da frequência ao valor nominal.

Tabela 2.9 - Funções de proteção do painel chegada TP MT [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
<b>Funções de Proteção</b>	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	27
	Mínimo de Tensão (mU)	27
	Máximo de Tensão (MU)	59
	Máximo de Tensão Homopolar de Terras Resistentes (Neutro isolado)	51N
	Mínimo/máximo de Frequência	81
<b>Funções Complementares</b>	Monitorização do Disjuntor	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	

○ **Painel de Bateria de Condensadores**

As funções do painel de bateria de condensadores (Tabela 2.10) contêm, além das já descritas e patentes na tabela, a função de proteção “desequilíbrio de neutro”, que deteta situações de defeito interno nas baterias, através de dois níveis de deteção, atuando o disjuntor do escalão onde ocorre o desequilíbrio.

Tabela 2.10 - Funções de proteção do painel bateria de condensadores [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
<b>Funções de Proteção</b>	Desequilíbrio de Neutro	
	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	50
	Máximo de Intensidade Homopolar (MIH)	50N
	Máximo de Tensão (MU)	59
<b>Funções Complementares</b>	Monitorização do Disjuntor	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	

○ **Painel de Saída MT**

Das funções do painel de saída MT (alimentando linha aérea ou cabo subterrâneo), enumeradas na Tabela 2.11, destaca-se a “máximo de intensidade homopolar de terras

resistentes”, com função de detecção de defeitos fase-terra que possam ocorrer em linhas aéreas, com elevada resistência, e que, por isso, sejam passíveis de não ser detetados pelas restantes funções de proteção do painel. Esta função deve desencadear a função de automatismo “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, de modo a eliminar os defeitos semipermanentes.

Tabela 2.11 - Funções de proteção do painel de saída MT [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
Funções de Proteção	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	50
	Máximo de Intensidade Homopolar (MIH)	50N
	Máximo de Intensidade Homopolar Direcional (MIHD)	67N
	Máximo de Intensidade Homopolar de Terras Resistentes (PTR)	51N
	Mínimo/máximo de Frequência	81
	Deteção de Condutores Partidos	
	Presença de tensão	
	<i>Cold Load Pickup</i>	
	<i>Inrush Restraint</i>	
Funções Complementares	Monitorização do Disjuntor	
	Localizador de Defeitos	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	
	Comutação de Parâmetros	

- **Painel de transformador de serviços auxiliares e reatância de neutro**

As funções de proteção correspondentes ao painel de transformador de serviços auxiliares e reatância de neutro (TSA+RN) são as presentes na Tabela 2.12.

Tabela 2.12 - Funções de proteção do painel TSA/RN [21]

Tipo	Nome da Função	ANSI
Funções de Proteção	Máxima Intensidade de Fase (MIF)	50
	Máxima Intensidade Homopolar (MIH)	50N
	Máxima Intensidade Homopolar de Terras Resistentes de Alta Sensibilidade (DTR)	51N
Funções Complementares	Monitorização do Disjuntor	
	Registo Cronológico de Acontecimentos	
	Osciloperturbografia	

## 2.3 - Sistema de Proteção, Comando e Controlo

Nos primórdios da proteção das redes elétricas eram utilizados os agora obsoletos relés eletromagnéticos, baseados em componentes móveis atuados magneticamente por variações das grandezas monitorizadas. A evolução da eletrónica, com componentes estáticos, deu lugar à utilização dos denominados relés eletrostáticos para a execução das mesmas funções. A introdução dos relés digitais permitiu a inclusão de comunicações e execução de mais funcionalidades na mesma unidade, até a evolução conduzir aos atuais relés numéricos, com superior memória e capacidade de processamento, que lhes vale a designação de dispositivos eletrónicos inteligentes (IED) [9].

O sistema de automação de subestações, definido no projeto-tipo de subestações AT/MT como sistema de proteção, comando e controlo (SPCC), utiliza a tecnologia, para a execução das funções de proteção e automatismo detalhadas na secção 2.2 - permitindo ainda a monitorização dos equipamentos e registo de informações, bem como de ações de manutenção e teleparametrização, executadas remotamente.

Nesta secção é caracterizado o sistema de automação de subestações, em termos de organização, topologia e distribuição especial no edifício de comando e arquitetura física da rede de comunicações que lhe serve de suporte.

### 2.3.1 - Caracterização do SPCC

O sistema de automação de subestações tem, de acordo com [2], a responsabilidade de efetuar a proteção, comando e controlo de todos os órgãos da instalação, estando associadas a este as seguintes funções:

- Modo de funcionamento e encravamentos;
- Funções de proteção;
- Funções de automatismo;
- Gestão da informação;
- Manutenção e teleparametrização;
- Interface homem-máquina.

O sistema de automação de subestações, SAS, atua sobre e monitoriza o equipamento primário através das unidades de painel e da unidade central. Estes dispositivos comunicam entre si, por forma a ser possível a monitorização da subestação tanto a partir de qualquer ponto da instalação como remotamente. Este encontra-se organizado em três níveis hierárquicos codependentes [2]:

- Nível 0 - nível de processo;
- Nível 1 - unidade de painel/IED;
- Nível 2 - unidade central.

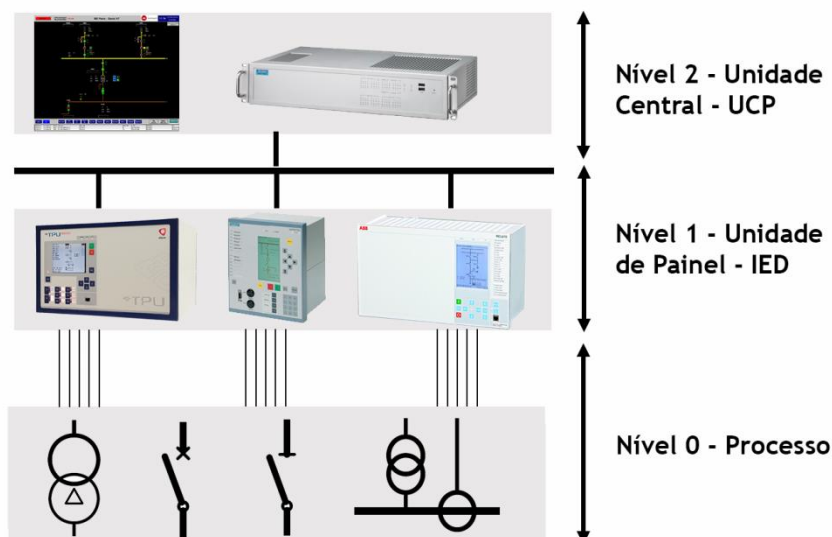


Figura 2.7 - Organização do Sistema de Automação de Subestações, níveis 0, 1 e 2

As interligações entre diferentes unidades e diferentes níveis são feitas de duas formas distintas: entre os níveis 0 e 1, usam-se ligações elétricas de cobre fio a fio, ou *hardwiring*, em que cada ponto a monitorizar ou a atuar exige um condutor separado. Entre unidades de painel no nível 1, e entre este e o nível superior, é utilizada uma rede de comunicações, denominado barramento de subestação, por meio de fibra ótica, onde circulam sinais digitais, endereçados.

O sistema de automação da subestação é portanto um sistema de automação distribuída, no qual as funções de proteção, automatismo e de comando e controlo em geral se encontram nas várias unidades de painel comunicando entre si e com a unidade central de processamento (UCP). Aqui é feita a supervisão e comando de toda a instalação, bem como [2]:

- Recolha e tratamento de informação gerada na subestação;
- Arquivo cronológico de ocorrências na subestação e funcionalidades do SPCC;
- Configuração e parametrização a partir de um posto de comando local (PCL) de todos os módulos do sistema;
- Interligação com o centro de condução;
- Interligação com o centro de engenharia.

Assim, o SCADA da subestação pode fazer localmente o controlo e monitorização de todo o equipamento, apresentando a informação no posto de comando local e fornecendo-a aos centros de condução e engenharia [2], que têm a capacidade de, remotamente efetuar serviços de:

- Telecontagem
- Tele-engenharia;
- Supervisão de equipamentos;

Além das aplicações anteriores, está prevista no SPCC a teleproteção, que assegura a ligação ponto-a-ponto com o máximo de duas instalações próximas. Esta funcionalidade encontra-se brevemente descrita na secção 2.2.2 - Outras aplicações previstas são a videovigilância e deteção de intrusão, telefone, apoio remoto por vídeo e monitorização da qualidade de serviço técnico.

### 2.3.2 - Arquitetura do SPCC

Os equipamentos do nível 1 da subestação distribuem-se pelos armários de comando e controlo (ACC) e pelos compartimentos de baixa tensão do quadro metálico de média tensão, para os IED referentes a painéis de alta tensão e média tensão, respetivamente. Além dos IED dos painéis AT, os armários de comando e controlo contêm ainda as unidades de painel dos serviços auxiliares de corrente alternada, serviços auxiliares de corrente contínua e respetivas baterias. Os restantes ACC dizem respeito à unidade central de processamento (UCP), comunicações, qualidade de energia e contagem [2].

A disposição espacial dos vários elementos pode ser visualizada na Figura 2.8, que ilustra a configuração completa de um edifício de comando, de acordo com o projeto-tipo. Nesta, é possível ver, marcados com a cor verde, os dois quadros metálicos de média tensão (QMMT), com a designação dos respetivos painéis, bem como os armários de comando e controlo (ACC) correspondentes aos painéis de alta tensão (a amarelo), unidade central de processamento (UCP), a vermelho, serviços auxiliares de corrente alternada (SACA) e contínua (SACC), armários de comunicações e de qualidade de energia (quando aplicável) e contagem.

A partir da mesma figura é possível também compreender a forma de ligação entre armários, com recurso a fibra ótica e *switches*, por forma a criar a rede *Ethernet* que constitui o barramento da subestação.

Os armários de comando e controlo dos painéis de alta tensão são a chegada dos sinais provenientes do processo, no nível de alta tensão. Contêm os dispositivos eletrónicos inteligentes, e é deles que saem as ordens para os equipamentos primários. No caso do painel de linha AT, contém dois IED: IED de painel e IED de proteção de distância ou diferencial de linha. O ACC do painel de transformador de potência AT contém três IED: IED de painel, IED de proteção diferencial e IED do regulador automático de tensão. O restante ACC dos painéis AT, referente ao painel de interbarras e potencial de barras AT contém dois IED. Cada um destes armários está equipado com um *switch*.

O armário dos serviços auxiliares de corrente contínua contém um IED que adquire as sinalizações deste painel e dos serviços auxiliares de corrente alternada. Este IED interliga-se ao *switch* localizado no ACC da unidade central de processamento (UCP). Junto do ACC dos SACC, estão situados o alimentador e as baterias de 110 Vcc, em armários dedicados.

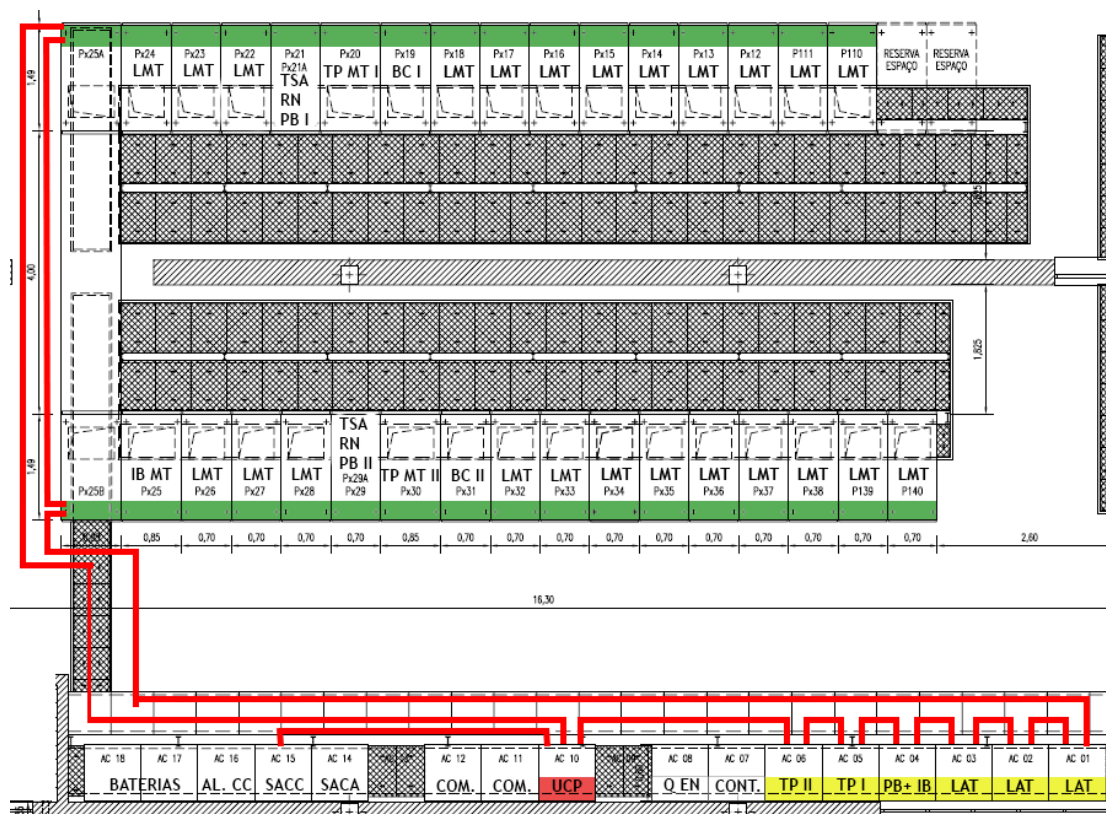


Figura 2.8 - Rede de comunicações da subestação, em pormenor do edifício de comando, adaptado de [22]

Além dos armários de comunicações, existem ainda os armários de contagem e de qualidade de energia, quando aplicável.

O principal ACC é o da unidade central de processamento, UCP, que contém a unidade central e o Posto de Comando Local, com respetivo monitor, teclado e rato, para interface com o operador. Também este armário contém um *switch*.

No quadro metálico de média tensão estão instalados os IED dos painéis de MT, com uma correspondência de um IED por cela (excetuando a cela de TSA+ RN e Potencial de Barras MT, que pode ter dois IED). Nos casos das celas dos painéis de ligação de barras e armário de reagrupamento de cabos BT, nos extremos do QMMT, não se encontra nenhum IED, mas estas alojam os *switches* do QMMT.

### 2.3.3 - Arquitetura da Rede de Comunicação

Ao nível do edifício de comando existe uma rede de comunicação que permite a comunicação entre IED do nível 1 do modelo anteriormente referido e a unidade central de processamento. Esta rede faz uso do protocolo *Ethernet*, e da norma IEC 61850, *Redes de Comunicações e Sistemas em Subestações*, que será abordada no capítulo seguinte.

De acordo com a norma, é criado um barramento (barramento de subestação), que possibilita a comunicação entre os IED. Na implementação preconizada no projeto-tipo em

vigor, o barramento de subestação é implementado com recurso a um anel de *switches*, aos quais IED, unidade central de processamento (UCP) e posto de comando local (PCL) se encontram ligados em estrela.

Na secção anterior foram referidos os IED existentes na instalação, por armário de comando e controlo e quadro metálico de média tensão, com nota para a existência de *switches* nestes locais. A Figura 2.9 ilustra a arquitetura da rede de comunicação do sistema de automação da subestação, atualmente em vigor. Nesta pode ver-se um exemplo da arquitetura de comunicações para uma configuração máxima da subestação de acordo com o projeto-tipo, com seis linhas AT, dois transformadores de potência, interbarras e dois quadros metálicos de média tensão. Para simplificação do esquema, consideram-se apenas seis linhas MT, e dois *switches* em cada QMMT.

Ao *switch* 00, instalado no armário da unidade central de processamento (AC 10), liga a própria unidade central de processamento, o posto de comando local (PCL), o IED dos serviços auxiliares (na figura, *IED SAux*) e o recetor horário de GPS, que garante sincronização horária da instalação com os centros remotos. Existem ainda ligações da unidade central de processamento ao modem, com cabo telefónico, não ilustradas na figura. O *switch* 00 liga ao primeiro *switch* do armário de reagrupamento de cabos de baixa tensão número II (ARCBT II) do quadro metálico de média tensão número II (QMMT II) e transformador de potência número II (TP II), em anel. Aos *switches* do ARCBT 2 ligam IED dos diversos painéis de média tensão do respetivo quadro, dispositivos estes que se encontram instalados nos compartimentos de baixa tensão das respetivas celas. O mesmo é válido para o ARCBT I, do QMMT I, referentes ao outro quadro metálico de média tensão, com os *switches* 03 e 04.

O *switch* 04, do QMMT I, efetua ligação com o 05, sito no armário de comando e controlo 01, referente a linhas de alta tensão, e onde se encontram dois IED (IED1 e IED2) por linha. Para efeitos de proteção diferencial e esquemas de teleproteção, os IED2 em questão comunicam com o armário de comunicações número 12, AC 12. Na configuração estudada, existem três armários de linha de alta tensão (LAT), AC 01 a AC 03.

O *switch* 07, do AC 03, conecta ao *switch* 08, referente ao armário de comando e controlo dos painéis de potencial de barras e interbarras. Os dois restantes painéis, de transformador de potência AT I e II (TP I e TP II), com os armários AC 05 e AC 06, são os restantes do anel, sendo que o último fecha a ligação com o *switch* 00, da UCP (AC 10). Em cada um destes armários de TP AT, encontram-se três IED: unidade de painel, de proteção diferencial e de regulação de tensão.

É prevista pelo menos uma ligação de reserva por *switch*. As ligações da rede *Ethernet* são todas efetuadas com fibra ótica multimodo, exceto para as comunicações dos IED 2 das linhas de alta tensão (LAT IED2) com o armário de comunicações.

A comunicação da instalação com os centros de condução e engenharia, remotos, é feita de acordo com a norma IEC 60870-5-104, cuja implementação está prevista em [23].

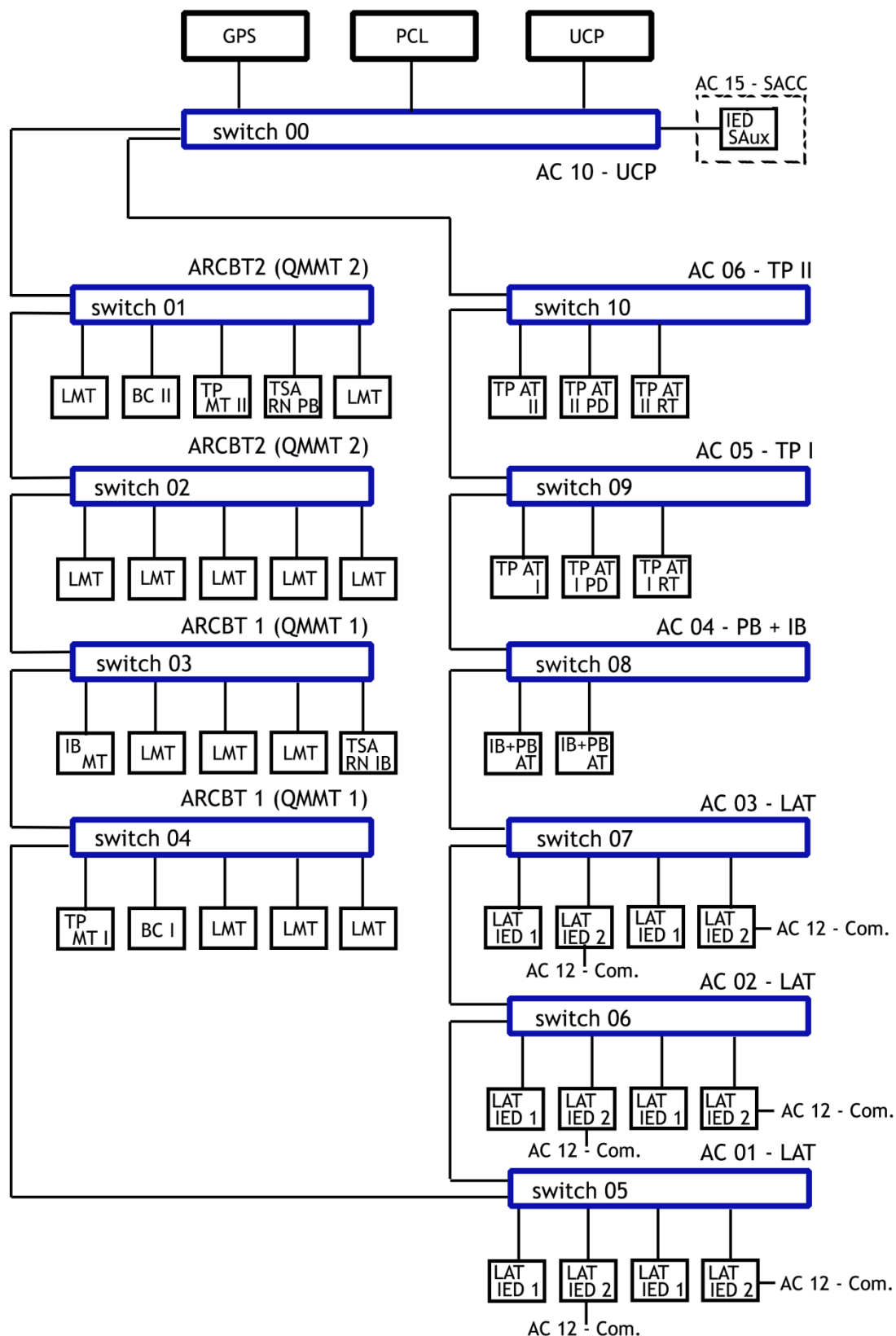


Figura 2.9 - Arquitetura da rede de comunicação usada no SAS (edifício de comando)



## Capítulo 3

# Normas e Tecnologias Relevantes

No presente capítulo far-se-á um levantamento de normalização e tecnologias relevantes para a implementação do barramento de processo, quer utilizadas na atualidade, quer representem novidade e venham a ser essenciais para a utilização desta tecnologia no futuro próximo. Começando pela norma IEC 61850, que, entre outros, prevê a utilização do barramento de processo e que lhe dá enquadramento, passando pelos novos sensores que substituirão os transformadores de medida convencionais e terminando nos protocolos de redundância e métodos utilizados para sincronização de tempo entre equipamentos da subestação, requisitos essenciais para a realização de projetos que façam uso do barramento de processo, de acordo com o idealizado e previsto na normalização mais recente.

### 3.1 - IEC 61850

A norma IEC 61850, *Communication networks and systems in substations*, da Comissão Eletrotécnica Internacional, surge da evolução, ao longo das décadas, da utilização de comunicações na operação do sistema elétrico. Nos finais do século XX, com a proliferação dos dispositivos eletrónicos inteligentes para a execução de funções de proteção e controlo nas subestações, substituindo relés eletromecânicos, a comunicação estendeu-se não só entre a subestação e os centros remotos, mas também dentro desta. Para a comunicação digital, eram utilizados protocolos proprietários, desenvolvidos pelos próprios fabricantes, que dificultavam a interoperabilidade, e geravam inúmeros problemas de configuração. Com a evolução de diversas normas de comunicação, também a comunicação ao nível das subestações revelou a necessidade de normalização, entre outros requisitos. De acordo com [24], o requisito chave dum sistema de comunicação ao nível da subestação é a capacidade de descrição dos equipamentos e serviços, no entanto outros requisitos assumem relevância:

- Comunicação de alta velocidade entre IED;
- Disponibilidade dos dados em rede, no operador da rede;
- Elevada disponibilidade;
- Tempos de entrega garantidos;
- Baseado em normalização;
- Interoperabilidade entre fabricantes;
- Capacidade de circulação de valores amostrados de tensão e corrente;
- Capacidade de transferência de ficheiros;
- Configurável e com capacidade de autoconfiguração;
- Segurança.

Tendo como base estes requisitos, e com o objetivo de desenvolver uma nova arquitetura de comunicações para subestações, foi criada a UCA, *Utility Communication Architecture*, em finais dos anos 80, que veio a criar um perfil de protocolos baseados nos modelos de comunicação ISO de sistemas abertos (OSI). Este trabalho foi a base e origem do grupo de trabalho 10 (WG10) do comité técnico TC57 da IEC, que desenvolveu a norma IEC 61850 [24]. A primeira edição foi publicada entre 2002 e 2004, dando as suas partes origem a segundas edições, publicadas até 2012.

O documento define todos os aspetos da rede de comunicação dentro da subestação, em dez secções, conforme o exposto na Tabela 3.1.

As partes 3 a 5 visam a identificação de requisitos funcionais, específicos e gerais, nos quais a comunicação na subestação se baseia. A parte 6 visa a definição de uma linguagem descritiva de configuração, que facilita o processo de configuração, sendo que cada dispositivo fornece um ficheiro que descreve a sua própria configuração. A camada de aplicação do modelo OSI (descrito sumariamente na secção 3.3.1 - Modelo OSI) pode conter uma descrição da topologia da instalação e a relação desta com as funções de proteção e automatismo do sistema. A parte 7 define a criação de nós lógicos e serviços abstratos, que permitem a modelização dos objetos, que permitem a configuração automática dos dispositivos compatíveis [24].

A parte 8 define o mapeamento dos serviços e objetos abstratos para um protocolo MMS (*Manufacturing Message Specification*). A secção 9.1 define o mapeamento de valores amostrados de transmissão unidirecional, ponto a ponto, enquanto a secção 9.2 define o mapeamento de valores amostrados para transmissão multiponto, bidirecional, dando origem ao barramento de processo, ou *process bus* [24].

Tabela 3.1 - Índice da norma IEC 61850

Parte	Título
1	Introdução e visão geral
2	Glossário
3	Requisitos gerais
4	Gestão de projeto e de sistema
5	Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos
6	Linguagem descritiva de configuração para comunicação em subestações, entre IED
7	Estrutura base de comunicação para equipamento de subestação e painel
7.1	Princípios e modelos
7.2	Interface abstrata de serviço de comunicação (ACSI)
7.3	Classes de dados comuns (CDC)
7.4	Classes de nós lógicos e classes de dados comuns
8	Mapeamento específico dos serviços de comunicação
8.1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506-1 e -2 e para ISO/IEC8802-3)
9	Mapeamento específico dos serviços de comunicação
9.1	Valores amostrados sobre ligações série multiponto unidirecionais
9.2	Valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3 ( <i>Ethernet</i> )
10	Ensaio de conformidade

A norma prevê a criação de duas redes de comunicação dentro da subestação: a primeira, barramento da subestação, ou *station bus*, cria uma rede de comunicação entre IED e com o nível superior, da Unidade Central de Processamento, entre os níveis 1 e 2 da arquitetura da subestação. Baseado em *Ethernet* de 100Mb/s (inicialmente 10Mb/s), tem como finalidade possibilitar a comunicação entre os vários IED, ou nós lógicos, de acordo com o mapeamento, operando por comunicação orientada à conexão (a pedido) ou por mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), difundidas para todos os equipamentos [24]. Esta tecnologia é atualmente posta em prática, nomeadamente nas subestações do operador da rede de distribuição.

A outra rede prevista na norma, que é âmbito deste trabalho e não se encontra ainda posta em prática, é o já referido barramento de processo, ou *process bus*, que visa efetuar a comunicação digital entre o nível de painel e o processo, ou seja, entre os níveis 0 e 1 da subestação (Figura 2.7 - Organização do Sistema de Automação de Subestações, níveis 0, 1 e 2). Os dados do processo serão digitalizados por *merging units*, que os injetam numa rede *Ethernet*, de fibra ótica, 100 Mb/s, com redundância garantida. Os pontos de recolha serão *switches* (comutadores), com capacidade para VLAN (Virtual LAN), que permitem a entrega dos dados apenas aos clientes (IED) que subscreveram a informação [24]. Mais informação sobre o barramento de processo é dada no capítulo 4, Barramento de Processo.

A Figura 3.1 ilustra a arquitetura proposta pela norma, onde é possível ver os níveis e as relações entre estes [25].

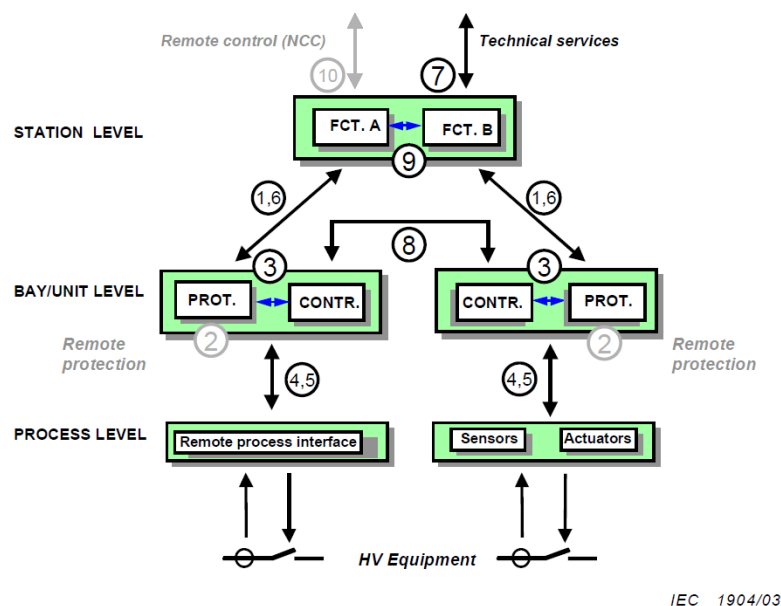


Figura 3.1 - Arquitetura do Sistema de Automação de Subestações de acordo com IEC 61850 [25]

Em suma, as características únicas da norma IEC 61850 trazem diversos benefícios sobre protocolos proprietários anteriormente utilizados, influenciando positivamente a disponibilidade e quantidade dos dados, bem como os custos de projeto, instalação, comissionamento e ensaio das instalações. Recorrendo a [24] resumem-se as principais características:

- **Utilização de um modelo virtual:** permite a definição de dados, serviços e modo de funcionamento dos equipamentos;
- **Atribuição de nomes a todos os dados:** todos os nomes atribuídos a dados, como nós lógicos ou serviços, são dados de acordo com uma *string* descritiva, e não um código;
- **Normalização de todos os nomes de objetos,** no contexto dos sistemas elétricos de energia: a atribuição de nomes referida é feita de forma normalizada, e não pelo utilizador ou pelo fabricante;
- **Capacidade de autodescrição dos equipamentos:** é possível o acesso à descrição dos dados suportados por um equipamento, sem recurso à configuração manual de objetos ou nomes;
- **Serviços de alto nível:** por exemplo, valores amostrados, ou GOOSE;

- **Linguagem de configuração normalizada:** a configuração dos dispositivos e das suas funcionalidades é clara, através da utilização da linguagem SCL (*Substation Configuration Language*), que recorre a ficheiros XML.

As características da norma enunciadas permitem a retirada dos seguintes benefícios [24]:

- **Eliminação da procura ambígua:** além de configurar equipamentos, a linguagem SCL permite a definição concreta dos requisitos a cumprir pelos fornecedores;
- **Menores custos de instalação:** a comunicação entre IED em rede, bem como a utilização do *process bus* evitam a passagem de condutores entre dispositivos específicos;
- **Menores custos dos transdutores:** a utilização de process bus permite a partilha de sinais entre diferentes IED;
- **Menores custos de comissionamento:** menor esforço de configuração permitido pela linguagem SCL;
- **Menores custos de migração de equipamentos:** diferenças de funcionamento entre equipamentos são reduzidas ou eliminadas, garantindo a interoperabilidade;
- **Menores custos de expansão:** a introdução de equipamentos novos para expansão da instalação pode ser feita de forma simples;
- **Menores custos de integração:** a uniformização trazida pela norma permite a integração dos dados na rede do operador de forma semelhante para diferentes instalações, minimizando o custo e esforço;
- **Implementação de novas funcionalidades.**

## 3.2 - Transformadores de Medida Não-convencionais

Os transformadores de medida convencionais, descritos na secção 2.1.2 - Equipamento de Medida, usam princípios magnéticos para a tradução dos valores da rede para ordens de grandeza aceitáveis no nível secundário, passíveis de serem utilizados pelos equipamentos de automação e proteção. São componentes essenciais, pois o correto funcionamento das funções de proteção depende diretamente do seu comportamento e, como consequência, influenciam diretamente a segurança e desempenho da rede elétrica.

No entanto, apresentam desvantagens, como a curva de magnetização não linear, que pode provocar saturação do transformador e, consequentemente, erros nos sinais secundários. Também levantam problemas de segurança para quem opera a instalação, pois

um condutor do circuito secundário, em aberto, pode representar uma situação perigosa e difícil de detetar<sup>2</sup>. São também pesados e de difícil instalação.

Recentemente, os transformadores de medida não convencionais, NCIT, do inglês *Non-conventional Instrument Transformers*, de tensão ou corrente, surgiram no mercado. O seu funcionamento encontra-se normalizado em IEC 60044-7 [26] e IEC 60044-8 [27], respetivamente, para transformadores de tensão e corrente eletrónicos. Estas definem saídas de tensão baixa, como no caso dos transformadores de corrente de baixa potência, low power current transformers (frequentemente designados de LoPo ou LPCT), bem como saídas digitais. Esta normalização é anterior ao lançamento da norma IEC 61850, embora tenha sido assegurada a sua compatibilidade com o definido em IEC 61850-9-1 (ligação unidirecional ponto a ponto). Dada a opção pela indústria da solução IEC 61850-9-2 (valores amostrados em rede) [28], foi criada a especificação publicada no acordo IEC 61850-9-2LE [29], que serve de base à revisão da norma IEC 60044. Assim, são de prever alterações no interface de comunicação, com a publicação da norma IEC 61869, parte 9, que redefinirá as especificações do mesmo [30].

Os transformadores de corrente óticos introduzem várias vantagens [30]:

- Elevada precisão;
- Característica linear e consequente resistência à saturação;
- Menores dimensões e massas, devido à não utilização de óleos de isolamento, já que o interface ótico é um dielétrico, por si mesmo;
- Grande gama de calibração.

O seu funcionamento baseia-se no princípio de Faraday. Este permite relacionar a diferença obtida no ângulo de fase com a corrente que circula no circuito primário, devido ao campo magnético por esta criado, de acordo com a equação (3.1) [30]:

$$\alpha = V.H.d \text{ [rad]} \quad (3.1)$$

Em que:

- $\alpha$  representa o ângulo de rotação, face ao plano de polarização da luz [rad];
- $V$  representa a constante de Verdet (caraterística do material) [rad/T\*m];
- $H$ , a indução magnética [T];
- $d$ , a distância do meio de interação, percorrido pela luz [m];

Assim, através da análise da fase introduzida, é possível a determinação do campo magnético (conhecida a distância e propriedades do material), logo, o valor da corrente primária que o gera.

<sup>2</sup> Com o circuito secundário aberto, o transformador de corrente convencional gera uma tensão nos terminais do circuito secundário que, no limite, tem valor correspondente ao da tensão de saturação, à frequência nominal. Em caso de fecho acidental do circuito, por contacto com os condutores secundários, o operador fica sujeito a uma tensão e corrente perigosas.

O método mais usado é o do sensor polarimétrico, onde um corpo, com núcleo de vidro, envolve o condutor primário. No núcleo de vidro é injetada uma luz, guiada por uma fibra ótica, que o atravessa numa volta completa e entra num analisador, onde, consoante o ângulo introduzido, maior ou menor quantidade de luz é recebida [30].

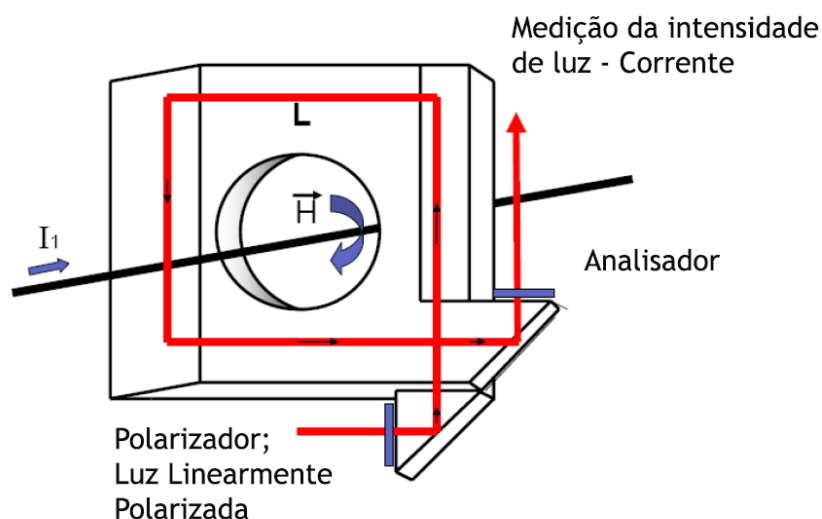


Figura 3.2 - Princípio de funcionamento de sensor polarimétrico [30]

Além dos transformadores de intensidade óticos, existem ainda as bobinas de Rogowski e os transformadores de intensidade de baixa potência. Os primeiros, em que a bobine é enrolada em volta de um núcleo não magnético, apresentam na saída uma tensão induzida proporcional à derivada da corrente primária a medir. Com a integração do sinal, é possível apurar o valor da corrente primária, sem existir risco de saturação. Os transformadores de intensidade de baixa potência (LPCT ou LoPo) são semelhantes aos TI convencionais, no entanto o enrolamento é fechado numa resistência *shunt*, sendo analisada a diferença de potencial nesta. O facto de usar menor carga resistiva faz com que as correntes necessárias para ocorrer saturação sejam mais elevadas, ao mesmo tempo que apresentam precisão suficiente para aplicações de medição [30].

Os divisores resistivos são também considerados transformadores de tensão não convencionais. Apresentam as vantagens de menores dimensões e massas, quando comparados com os transformadores de tensão convencionais, com precisão similar [30].

### 3.3 - Redundância de Comunicações em SAS

A disponibilidade é um requisito fundamental em todo o sistema elétrico de energia, assumindo maior relevância quando se fala de sistemas de proteção e automatismo de subestações. Devido ao facto de a fiabilidade exigida para estes sistemas ser a muito elevada, advém que a redundância seja considerada essencial, não apenas ao nível dos equipamentos de proteção, mas também ao nível dos sistemas de comunicação que os interligam.

Os esquemas de proteção utilizam redes *Ethernet*, de acordo com a normalização, sendo importante evitar interrupções de tráfego no caso de problemas com algum dos elementos da rede, maximizando a disponibilidade e segurança do sistema [31].

Os tipos de redundância existentes podem passar por um *backup* completo, em que todo o sistema de automação é duplicado, pela redundância da Unidade Central da subestação, até a protocolos de redundância implementados ao nível da camada de ligação de dados do modelo OSI, como explicado nas subsecções seguintes.

Numa subestação realizada de acordo com o disposto na norma IEC 61850, existem três aplicações que fazem utilizam comunicação digital [32]:

- Controlo da UCP sobre os IED e circulação de dados no sentido inverso;
- Comunicação entre IED (mensagens GOOSE);
- Valores amostrados ao nível de processo (SV a partir de *Merging Units*) e ordens de disparo ao disjuntor (TRIP GOOSE).

Os requisitos definidos pela norma IEC 61850, no que concerne a tempos de recuperação, estão compilados na Tabela 3.2 - Requisitos de comunicação :

Tabela 3.2 - Requisitos de comunicação [32]

Dispositivos comunicantes	Tempo de comunicação máximo	Tempo de recuperação (comunicação)
Cliente-servidor, UC a IED	800 ms	400 ms
IED a IED	12 ms	4 ms
TRIP GOOSE	8 ms	4 ms
Proteção de barramento	<1 ms	<i>Seamless</i>
Valores amostrados	2 amostras consecutivas	<i>Seamless</i>

Conforme se pode aferir da tabela, o requisito de tempo de recuperação em redes de comunicação que transmitam valores amostrados, de acordo com IEC 61850-5, deve ser nulo, *Seamless*. Este requisito é garantido, de acordo com a segunda edição da norma IEC 61850, parte 9-2 [28], pela utilização, ainda que opcional, do *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) e *High-Availability Seamless Redundancy* (HSR), definidos em IEC 62439-3, e descritos sumariamente na Secção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR.

### 3.3.1 - Modelo OSI

O modelo de Interconexão de Sistemas Abertos, OSI (*Open Systems Interconnection Model*), definido na norma ISO/IEC 7498-1, define o modelo utilizado para a interconexão de sistemas abertos entre si, ou seja, que façam uso da mesma normalização aplicável [33]. Este modelo, ilustrado na Figura 3.3, define sete camadas abstratas de um sistema de



comunicação, sendo que uma dada camada serve e é servida pelas camadas adjacentes, superior e inferior, respetivamente.

Os protocolos de redundância são suportados pelas camadas 2 e 3, Ligação de Dados e Rede.

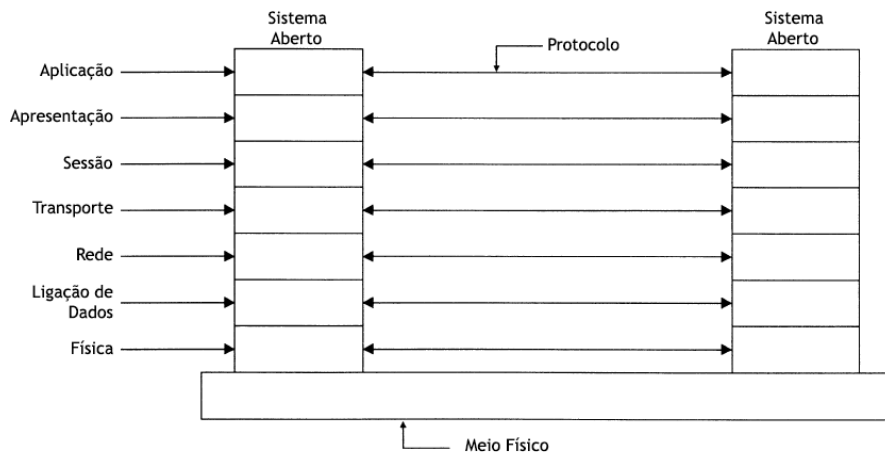


Figura 3.3 - Modelo OSI [33]

### 3.3.2 - Protocolos de Redundância

Os protocolos de redundância do nível da camada de Ligação de Dados identificam os caminhos possíveis entre os dispositivos de rede, bloqueando os caminhos redundantes, removendo, assim, os *loops* que ocorrem quando existe mais de que um entre dois pontos, e são causa de *flooding* da rede. Na ocorrência de uma falha da rede, o protocolo ativa as portas que se encontravam bloqueadas, reestabelecendo a ligação, evitando que a rede seja afetada. As redes *Ethernet* podem ter protocolos de redundância do tipo Árvore de Abrangência (*Spanning Tree*) ou de Elevada Disponibilidade (*High Availability Ethernet Protocols*), mais recentes.

### 3.3.3 - RSTP

Dos protocolos do tipo *Spanning Tree*, o mais relevante é o RSTP, *Rapid Spanning Tree Protocol*, utilizado na atualidade nas redes de comunicação ao nível da subestação, de acordo com o projeto-tipo. É o protocolo mais utilizado em redes *Ethernet*, normalizado em IEEE 802.1w, em 2001 e atualizado em IEEE 802.1d, 2004, garantindo tempos de recuperação de 250 ms a 1 s, muito inferiores ao *Spanning Tree Protocol*, STP, a quem sucede.

Entre todos os *switches* presentes na rede LAN, são trocadas mensagens *Bridge Protocol Data Units*, que permitem que os *switches* recolham dados sobre a rede, tendo como resultado a escolha de um elemento para raiz, por questões de estabilidade, e a remoção de todos os *loops* da rede, pela colocação das portas referentes a caminhos redundantes no estado bloqueado, ou *standby*. O *switch* de raiz é o centro lógico da rede, sendo determinada

a mínima distância a este a partir de cada *switch* e escolhido o mais próximo, tendo ainda em conta a prioridade dos *switches* e das portas, para a configuração de uma topologia de rede próxima do ótimo. As redes RSTP suportam topologias em anel ou estrela [31].

### 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR

As redes de comunicação baseiam-se no protocolo *Ethernet*, que permite a entrega da informação com atrasos mínimos. No entanto, não permite saber se o destinatário de um dado pacote recebe, ou não, a informação que lhe é submetida. Tipicamente, a solução para este problema é a inclusão de protocolos de nível mais alto, que, porém, implicam tempos de reconfiguração, que variam de 50 ms até à ordem do segundo, para redes de grande dimensão, durante os quais não há lugar à transmissão de informação. Dadas as funções críticas presentes na subestação, é requisito uma alta velocidade de comunicação entre componentes ligados entre si, como por exemplo, atuadores e IED.

A norma IEC 62439, *Industrial communication networks - High availability automation networks* define, na parte 3 [34], os protocolos *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) e *High-availability Seamless Redundancy* (HSR), que, com diferentes topologias de rede, partilham o princípio da redundância pela duplicação da troca de informação. A normalização define mais protocolos que não serão neste trabalho especificados por não cumprirem os requisitos impostos pela norma IEC 61850, parte 5 [25], nomeadamente comunicação com tempo de recuperação nulo (*seamless*) e comunicação sem perdas de pacotes [32]. De acordo com [35], existem implementações e grupos que fazem estudo destas tecnologias, sendo o fabricante Ruggedcom um exemplo [36].

#### ○ Parallel Redundancy Protocol

O protocolo PRP é fundamentado na utilização de dois interfaces ao nível dos equipamentos comunicantes, ligados a duas redes LAN independentes, de topologia semelhante, a funcionar em paralelo, e através das quais os IED enviam a mesma trama de *Ethernet*, com o mesmo endereço MAC. Os IED constituem então nós duplos, *Doubly Attached Node with PRP* (DANP), que duplicam a informação, enviando-a através de duas ligações diferentes [35]. O IED de destino faz uso da primeira trama que recebe, descartando a segunda. A ligação redundante através de nós duplos deve ser reservada para equipamentos críticos, como IED e *Merging Units*, podendo ser usados nós simples (*Single Attached Node with PRP*, SANP) para a conexão de outros equipamentos acessórios, que, se comunicarem entre eles, devem estar ligados à mesma rede. Os *switches* são sempre nós simples, como tal, *switches* de legado podem ser integrados num sistema com este protocolo de redundância, no entanto, como a trama de *Ethernet* pode ter um tamanho superior ao normal, devido à inclusão de um novo campo de controlo de redundância com 6 bits, é recomendado que os *switches* sejam compatíveis com esta tecnologia [31].

O barramento da subestação, que efetua a comunicação entre os níveis 1 e 2 da subestação, definidos na Secção 2.3.1 - Caracterização do SPCC, através de mensagens cliente-servidor e GOOSE, e requer alta disponibilidade e tempos de recuperação baixos. Como tal, pode aplicar este protocolo, em substituição do RSTP, utilizado na atualidade.

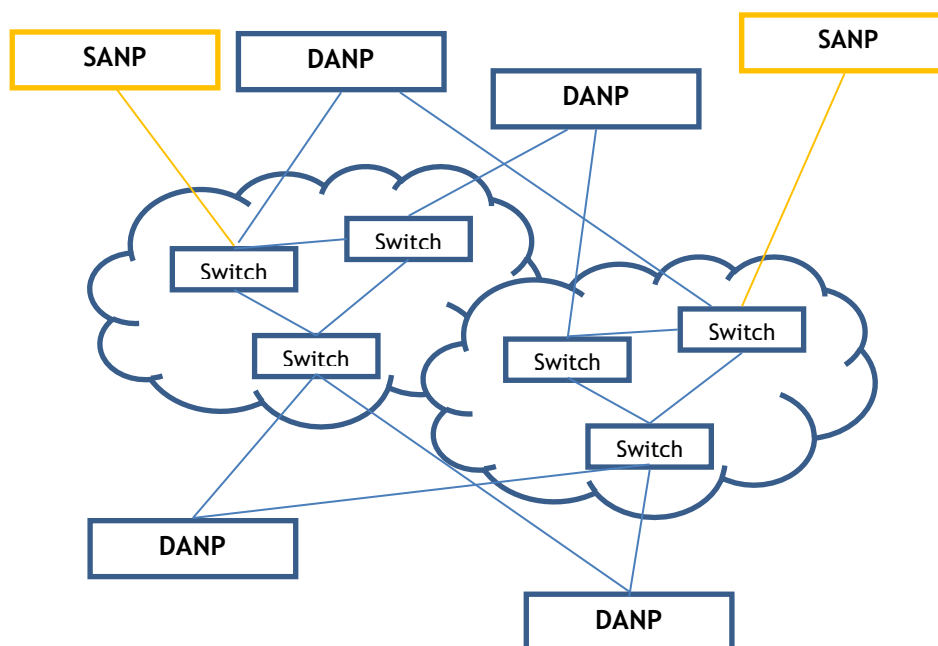


Figura 3.4 - Exemplo de rede com PRP [31]

#### ○ High-availability Seamless Redundancy - HSR

O protocolo HSR, de *High-availability Seamless Redundancy*, baseia-se no mesmo princípio da duplicação da informação, tal como o PRP, descrito anteriormente. No entanto, como numa topologia em anel as duas direções são caminhos independentes, não é necessária a utilização de duas redes independentes. Assim, as tramas circulam nas duas direções do anel, independentemente, e todos os nós da rede têm obrigatoriamente que ser compatíveis com HSR. As diferenças principais são [32]:

- Não existência de duas LANs independentes;
- Necessidade de nós entre as portas de origem e destino do mesmo equipamento;
- O recetor remove as tramas duplicadas *unicast*;
- O remetente remove as tramas *multicast*.

A rede HSR recorre a nós duplos (DAN) interligados por ligações *full-duplex*, em que os dispositivos comunicam entre si em ambas as direções, em simultâneo. Um nó insere uma etiqueta HSR na trama de *Ethernet* para identificar tramas duplicadas, recebidas no nó de destino, que remove a etiqueta, enviando a trama aos níveis superiores.

Para a interligação de redes HSR devem ser utilizadas *Quadboxes*. A Figura 3.5 apresenta a interligação de duas redes que utilizam este protocolo.

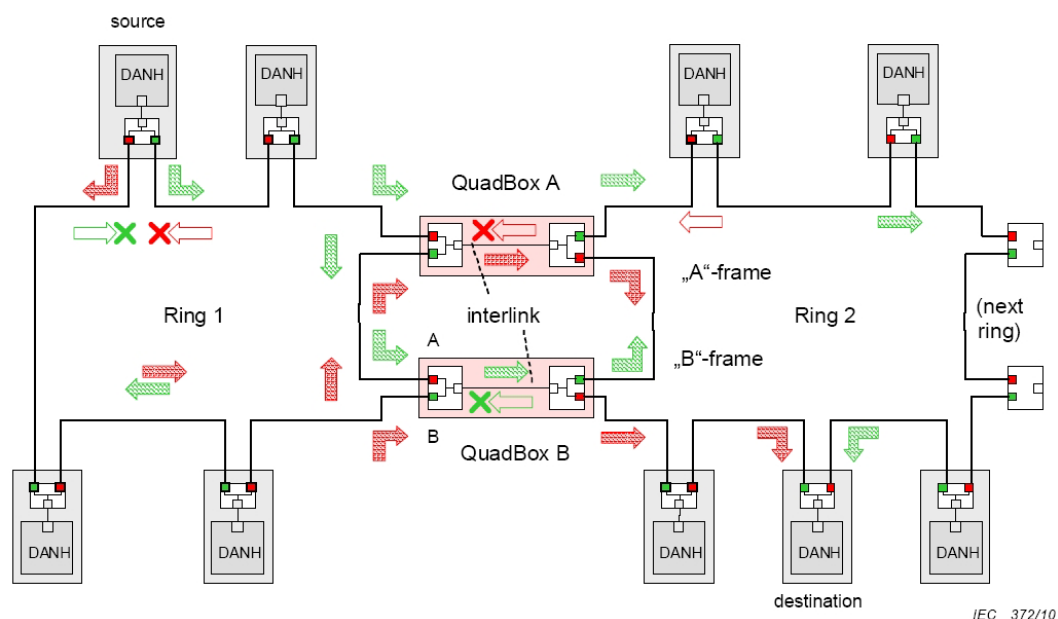


Figura 3.5 - Anéis HSR acoplados [34]

- **HSR no barramento de processo e PRP no barramento de subestação**

Os dados que circulam no barramento de processo, maioritariamente valores amostrados, são críticos, requerendo elevada disponibilidade e tempo de recuperação de comunicações nulo, não sendo permissíveis falhas de comunicação. Este facto, aliado à fiabilidade exigida, que é diretamente afetada pelo número de equipamentos da rede, leva a que o protocolo HSR seja preferido para implementação em redes de processo, pois dispensa o uso dos *switches* externos, o que significa menos componentes e menor latência, devido ao menor número de nós entre dispositivos [31]. Para o barramento da subestação, o protocolo PRP é sugerido, ligando cada ponto a duas LAN redundantes. Por questões de atraso máximo das mensagens GOOSE que nesta rede circulam, o número máximo de *switches* recomendado é cinco [31]: cada *hop* introduz um máximo de 0.124ms de atraso, sendo necessário não exceder a limitação de 0.6ms requerida em IEC 61850-5 [25].

A interligação entre redes HSR e PRP é feita através do uso de *Redundancy Boxes*, *RedBox*, em cada rede, como ilustra a Figura 3.6. A função principal é a de converter tramas HSR em PRP, e o contrário. Estas permitem ainda a ligação de redes não compatíveis com o definido em IEC 61439-3 (HSR e PRP), e a ligação de dispositivos normais, que representem nós simples (SAN).

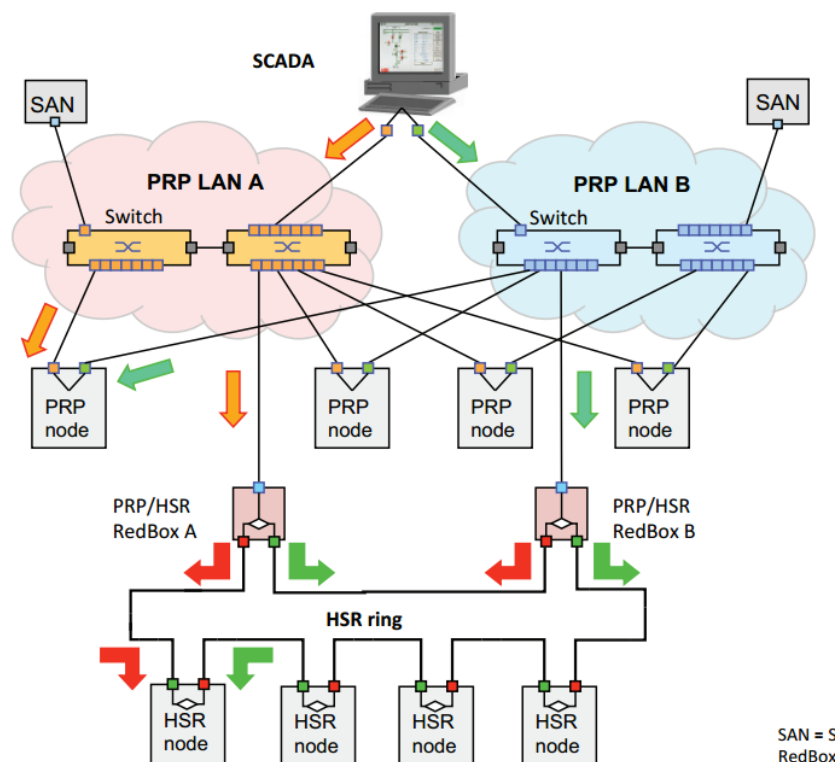


Figura 3.6- Interligação de redes PRP e HSR, com RedBox [37]

### 3.4 - Sincronização de Tempo

Um aspeto essencial para a comunicação digital é a sincronização de tempo. Ao nível das subestações, quando considerada a utilização de valores amostrados provenientes do processo, para garantir o correto funcionamento das funções de proteção da rede, este aspeto torna-se crítico. Assim, numa solução de barramento de processo, há a necessidade de assegurar uma sincronização precisa entre as *merging units* e os dispositivos que recebem a informação, IED.

Para a garantia da consistência temporal relativa entre *merging unit* e IED que delas recebam valores amostrados, a normalização exige uma precisão de 1  $\mu$ s entre estes dispositivos. Este valor encontra-se definido no acordo de utilizadores IEC 61850-9-2LE [29], e provém da classe de precisão definida em IEC 61850-5 [25], que por sua vez exige uma precisão de 4  $\mu$ s em toda a instalação. A solução encontrada para o cumprimento destes requisitos, é a da utilização do *Precision Time Protocol*, PTP, definido em IEEE 1588-2002, de título *Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems* e revisto em IEEE 1588-2008, passando a ser referido como PTP v2.

O protocolo tem uma grande área de abrangência, como tal prevê a utilização de perfis, que visam a garantia de interoperabilidade numa dada indústria. O perfil aplicável à área em estudo é o *Power Profile*, definido em IEEE C37.238-2011, que define um subconjunto da norma que lhe permite garantir compatibilidade com os protocolos de redundância de nível 2 do modelo OSI, PRP e HSR [38], descritos na secção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR.

O protocolo PTP é um protocolo baseado em Ethernet, que visa a distribuição de mensagens de sincronização de tempo aos dispositivos na rede, através da troca de pacotes, de funcionamento semelhante aos protocolos NTP (*Network Time Protocol*) e SNTP (*Simple Network Time Protocol*) que, embora bastante utilizados, não garantem a precisão requerida [39].

O seu funcionamento prevê a atribuição de um tipo de relógio a cada dispositivo da rede, de um leque de tipos [38],[39]:

- **Grandmaster:** fonte única do sinal de relógio na rede, em dado momento;
- **Preferred master:** fonte de sinal de relógio, com *hardware* adaptado, normalmente recetores GPS: funciona como *grandmaster*;
- **Slave Only Clock:** apenas sincroniza com sinais de relógio provenientes de *master*;
- **Ordinary Clock:** pode funcionar como *master* ou como *slave*: funcionam normalmente como *slave*, passando a fornecer (como *master*) em caso de não disponibilidade dos *preferred master*;
- **Transparent Clock:** *switches* da rede, com capacidade de atualizar as mensagens PTP que nela circulam, por forma a corrigi-las, compensando o tempo que o próprio *switch* gasta a processá-las.

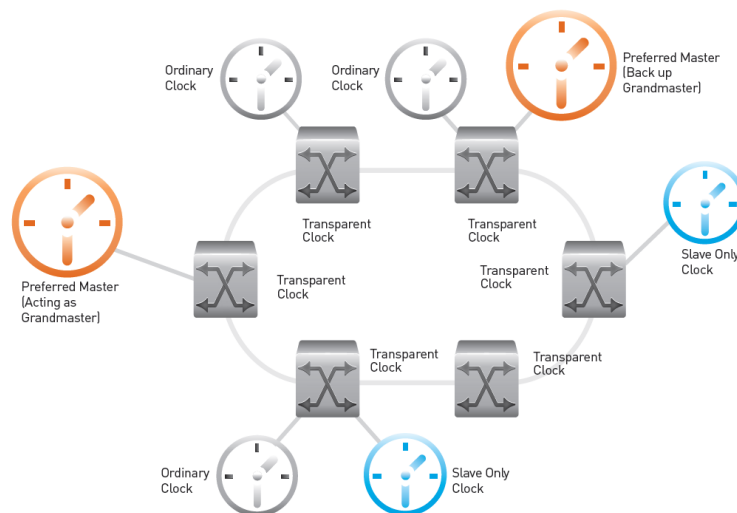


Figura 3.7 - Rede PTP [38]

O *Power Profile* do PTP, IEEE C37.238-2011, prevê a circulação da informação referente ao atraso e conseqüente erro provocado pela rede e pela fonte de sinal, *grandmaster clock*. Estes valores podem ser editados neste último, ou, no caso do erro provocado pela rede, nos *switches*. Os valores máximos, impostos como requisito, são:

- Erro imposto por *grandmaster*: inferior a 200 ns;

- Erro imposto por cada *transparent clock (switch)*: inferior a 50 ns;
- Erro total, desde o grandmaster aos recetores (slave): inferior a 1  $\mu$ s.

Estes requisitos impõem, indiretamente, a utilização máxima de 16 *hops* na rede, o que corresponde a um máximo de 15 *switches*. A Figura 3.7 é exemplo de uma rede com PTP, em que os dispositivos são representados como relógios.

O método utilizado outrora para a sincronização temporal entre dispositivos, IRIG-B, que exige uma rede dedicada para a propagação de sinal de relógio, não garante a precisão exigida, logo, não se adapta às aplicações de *process bus*. O método proposto no acordo IEC 61850-9-2LE é o da utilização de *Pulse per Second*, 1PPS, para a sincronização das *merging unit*, e é o método que grande parte destes equipamentos disponíveis na atualidade utiliza, em que o sinal é distribuído a partir de um recetor GPS, que funciona como fonte [39]. No entanto, exige a criação de uma rede dedicada de fibra ótica, e é um método que não possui informação sobre o tempo absoluto, não possui método de compensação do atraso de propagação, ainda que as MU o possam compensar internamente, e, segundo [40] é inviável para utilização em subestações de transporte, devido ao elevado comprimento da cablagem, associado à não compensação do atraso. Se nas subestações de distribuição, onde os comprimentos são mais curtos, é possível garantir a precisão adequada, esta continua a ser uma limitação ao desenvolvimento do *process bus*, pois a indústria das subestações de transporte, devido à sua dimensão, condiciona a evolução da tecnologia, o que ainda atribui maior peso ao PTP, como fator essencial ao desenvolvimento da tecnologia em estudo.

Assim, prevêem-se dois métodos para a utilização deste protocolo em aplicações de *process bus* [40]:

- **Sinal 1-PPS a partir de um *Slave Clock* PTP:** este método prevê a geração de sinais 1-PPS a partir de relógios *slave*, inseridos numa rede PTP. O sinal 1-PPS é injetado na *merging unit*, com pequeno atraso de propagação, devido ao curto comprimento da fibra ótica que advém da proximidade ao *slave clock* PTP.
- ***Merging unit* com suporte PTP:** esta é a solução desejável, pois as *merging unit* com suporte nativo para PTP dispõem dos dados de tempo absoluto e precisão, bem como informação sobre a fonte de relógio. Este método, por dispensar *hardware* de *slave clock*, que passa a estar integrado na *merging unit*, beneficia a fiabilidade total do sistema, que tem menos componentes.

Testes efetuados por [40] demonstram que o protocolo PTP é um método de sincronização de tempo viável para soluções de *process bus*, em estudos utilizando soluções com sinal 1-PPS a partir de *slave clock* PTP, em conformidade com IEC 61850-9-2LE. Prevê-se que o *Precision Time Protocol*, com o *Power Profile*, venham a facilitar a adoção da tecnologia de *process bus*, embora reconheçam a necessidade de maior trabalho e normalização, até ser possível a sua implementação em larga escala.





## Capítulo 4

# Barramento de Processo

O presente capítulo visa a descrição do *process bus*, ou barramento de processo em si. Ao longo do capítulo, é abordada a normalização que define e regula a aplicação da tecnologia, os benefícios e novas possibilidades por esta potenciados, bem como os principais desafios à sua aplicação. São descritas arquiteturas passíveis de serem utilizadas como solução, bem como os componentes que dela façam parte. No final do capítulo, perspectivas de futuro e de evolução são detalhadas, nomeadamente a influência da evolução da normalização recente e prevista para breve.

### 4.1 - Definição e Normalização

A evolução da tecnologia e da capacidade de gestão da informação levam à capacidade de digitalizar os sinais elétricos que circulam na rede, bem como da informação sobre estados da aparelhagem, para efeitos de proteção e controlo. Também a necessidade de aumento de fiabilidade e redução de custos são fatores que conduzem à evolução tecnológica. Neste contexto, o barramento de processo nasce da norma IEC 61850, *Redes de Comunicação e Sistemas em Subestações*, referida na Secção 3.1 - IEC 61850, nomeadamente da parte 9.2. da norma, *Mapeamento específico dos serviços de comunicação: Valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3 (Ethernet)*.

A norma define a comunicação de valores amostrados (*sampled values*) a partir dos transformadores de intensidade e de tensão, bem como a comunicação de informações de controlo, entre os níveis de processo e de painel, respetivamente, 0 e 1. Estas comunicações estão definidas como interface IF 4 e IF 5, respetivamente, em IEC 61850-1. O interface IF 4 é composto pelos valores amostrados, enquanto o interface IF 5 define as mensagens GOOSE trocadas com a aparelhagem, como atuações de disjuntores e informações de estado [41]. A

Figura 4.1 representa a arquitetura simplificada da subestação, onde estes interfaces lógicos estão representados.

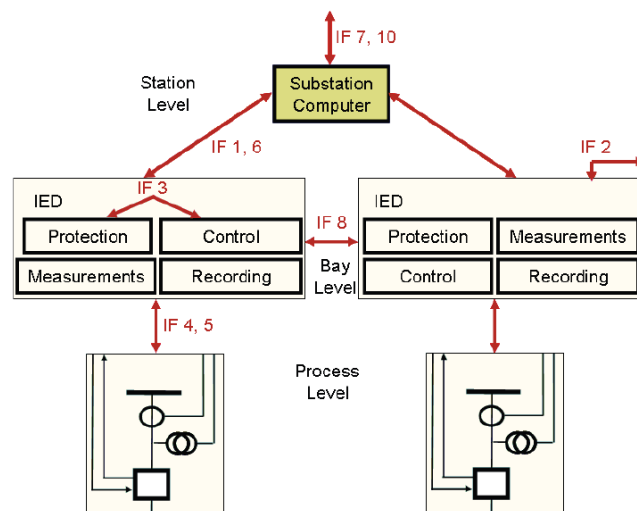


Figura 4.1 - Interfaces lógicas [41]

O componente essencial das soluções de *process bus* é a *merging unit*. Este componente faz a conversão analógico-digital dos sinais disponibilizados no secundário dos transformadores de medida, e está definida em IEC 61850-9-1 como a *unidade de interface que aceita múltiplas entradas analógicas dos transformadores de corrente e tensão e entradas binárias e produz múltiplas mensagens de saída digitais, unidirecionais ponto-a-ponto, sincronizadas para produzir comunicação de dados através dos interfaces lógicos IF 4 e IF 5*. No entanto, o conceito de *merging unit*, que na definição acima se aplica apenas à comunicação unidirecional ponto-a-ponto definida em IEC 61850-9-1, adapta-se para a inclusão de outros propósitos, tendo as *merging unit* disponíveis na atualidade as seguintes funcionalidades [41]:

- Processamento de sinal de transformadores de medida convencionais e não-convencionais;
- Sincronização de todos os valores amostrados: correntes e tensões;
- Interface analógico;
- Interface digital, de acordo com IEC 60044-8 ou IEC 61850-9-2.

Em soluções sem *process bus*, os valores são amostrados diretamente no IED, onde são trocados apenas internamente, entre o conversor analógico-digital e o respetivo processador. Com *process bus*, a *merging unit* publica os valores amostrados em rede, sendo os subscritores os IED que de uma dada informação façam uso. Isto acarreta a necessidade de sincronização de tempo, entre a *merging units* e os IED, com precisão superior a 1  $\mu$ s [41].

Por forma a garantir interoperabilidade entre dispositivos, e face à não inclusão na norma IEC 61850-9-2 de dados mais específicos que permitam a implementação da tecnologia que

define, foi criada pela *Utility Communication Architecture*, UCA, um guia de implementação para o interface digital com transformadores de instrumentação, utilizando IEC 61850-9-2 (Título original: *Implementation Guideline For Digital Interface To Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2*) [29]. Este documento não é uma norma, mas sim um acordo interfabricantes que visa permitir a interoperabilidade, uniformizando os campos que a parte 9-2 da norma deixa em aberto, como, por exemplo, as taxas de amostragem. Assim, a principal informação introduzida pelo acordo entre fabricantes é o da utilização, para funções de proteção, de 80 amostras por ciclo e para propósitos de registo da forma de onda, como medição e qualidade de energia, amostragem de 256 amostras por ciclo [41].

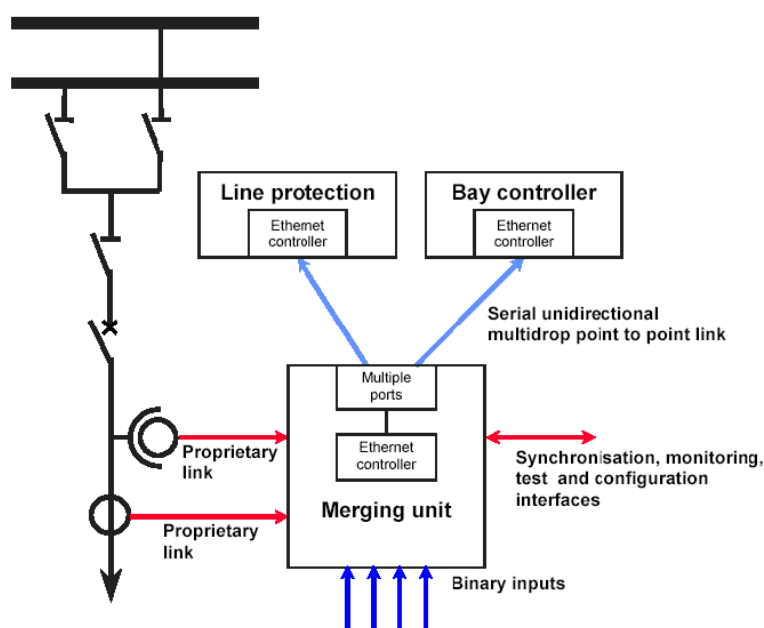


Figura 4.2 - Conceito de *merging unit* e valores amostrados [24]

## 4.2 - Benefícios e Desafios

O barramento de processo visa essencialmente a substituição dos condutores de cobre que transmitem os sinais adquiridos no processo para o sistema secundário. No entanto, os benefícios não são apenas esses. De acordo com [42], podem contar-se:

- Eliminação de condutores de cobre;
- Benefícios de engenharia;
- Substituição de listas de sinais por um modelo orientado ao objeto;
- Redução dos custos durante o ciclo de vida.

Numa solução convencional, cada ponto de informação equivale a um condutor de cobre, que efetua a ligação entre os equipamentos primários e secundários: cada informação relativa a transformadores de instrumentação, outros transdutores e aparelhagem, como disjuntores e seccionadores, equivale a um condutor, que transmite a informação aos

dispositivos (IED), sitos no edifício de comando. Com uma solução de barramento de processo, estes condutores terminam no parque exterior de aparelhagem, em IED e *merging units* que, idealmente são instalados nos equipamentos na sua fase de produção, o que significa que todas as ligações podem ser testadas em fábrica, reduzindo de forma significativa os tempos de montagem e ensaio no local. Como também o tratamento dos dados a nível interno, por estas unidades é tipicamente testado antes da instalação, no limite, a execução deste segmento de um projeto de uma instalação limitar-se-á à conexão de alguns condutores de fibra ótica e consequente configuração.

As soluções que utilizem transformadores de medida não-convencionais, descritos na Secção 3.2 - Transformadores de Medida Não-convencionais, eliminam também os problemas de engenharia relacionados com a saturação e carga do secundário dos transformadores convencionais [42]. A questão da segurança que se coloca com a utilização de transformadores convencionais (o perigo que representam os circuitos abertos de secundários de TI alimentados no primário) é também resolvida, ou pela utilização de transformadores não convencionais, ou pela utilização de transformadores convencionais com *merging units*: neste caso, os condutores de cobre continuam a existir, embora numa distância muito mais curta e em menor número, reduzindo o risco de erros em ligações, que originariam situações perigosas como a descrita.

Enquanto o processo de engenharia de uma solução típica, com ligações de condutores de cobre envolve um esforço elevado e pouco automatizado, principalmente na definição do esquema de ligações e respetiva verificação em ensaios, além do tempo e mão-de-obra necessários à execução das ligações, uma solução de barramento de processo reduz o procedimento ao nível de configuração e de tratamento de comunicações. Os ganhos são significativos, pela reutilização de definições e pela automatização e minimização de tarefas de engenharia de automação, sem um significativo valor acrescentado. Segundo [42], os passos de engenharia associados a uma solução convencional são:

- Determinação do número de entradas e saídas necessárias;
- Criação do esquema de ligações;
- Mapeamento de entradas e saídas para os pontos digitais dos IED;
- Verificação em FAT (*Factory Acceptance Tests*);
- Ligação de entradas e saídas;
- Verificação de todas as ligações em SAT (*Site Acceptance Tests*).

Com uma aplicação de barramento de processo, o processo simplifica-se para os seguintes passos:

- Projeto da rede de comunicações;
- Engenharia do fluxo de dados;
- Verificação em FAT (*Factory Acceptance Tests*);
- Criação da rede de comunicações;
- Verificação da rede de comunicações em SAT (*Site Acceptance Tests*).

A utilização da solução de comunicações leva a que o processo acima exija menor quantidade de trabalho manual. Eventuais modificações na configuração da instalação, com inclusão de painéis ou esquemas de proteção são também simplificados, além de ser possível uma monitorização contínua de todos os equipamentos da instalação.

A utilização de um modelo orientado ao objeto, utilizando nós lógicos normalizados, com quatro caracteres (exemplo: XCBR para disjuntores ou PDIS para a função de proteção de distância) permite que a informação sobre os equipamentos do processo esteja disponível em toda a rede da subestação de forma inequívoca e coerente. Em aplicações convencionais, dadas as diferentes características de diferentes equipamentos, que acarretam diferentes informações, torna-se necessária a configuração individual de todas as ligações que lhes correspondem, tipicamente organizada sem coerência e de forma não uniformizada. A uniformização trazida pela norma IEC 61850, no que toca a informação proveniente do processo permite a interpretação simples da informação dos equipamentos, pelos IED, sem necessidade de configuração individual das características destes.

A redução dos custos durante o ciclo de vida do sistema advém das vantagens acima enunciadas, pela execução de projetos de forma mais célere e com menos recursos, a possibilidade de reconfiguração e expansão das instalações de maneira mais simples e a segurança acrescida em operações de manutenção.

A tecnologia de barramento de processo apresenta, no entanto, alguns desafios à sua implementação, tomando novamente como base o disposto em [42]:

- Migração;
- Fiabilidade;
- Ensaios;
- Arquiteturas do sistema.

As situações de migração da tecnologia são comuns em situações de remodelação ou expansão, em que só se pretende a remodelação do sistema de automação da subestação, ou se pretende acrescentar novos painéis. No segundo caso, é provável que em certas aplicações, como proteção diferencial, ou em remodelações faseadas, se tenha que aplicar um interface de barramento de processo e uma solução convencional. Nestas situações, a monitorização é feita por sinais elétricos de um lado, e por valores amostrados e mensagens GOOSE do outro [42]. Estas situações, a ocorrerem, devem ser cuidadosamente analisadas.

Um outro desafio associado à tecnologia é o da fiabilidade. Este tema é de essencial relevância no âmbito da rede elétrica, e depende diretamente do número de dispositivos existentes. É necessário ter em consideração o tipo de arquitetura usada nas soluções a adotar, e quais os seus efeitos nos índices de fiabilidade do sistema. A secção seguinte efetua uma comparação das diversas arquiteturas, de acordo com [43].

No que toca a ensaios, é necessária a criação de uma nova estratégia de ensaios. A norma IEC 61850 contém funcionalidades relacionadas com os ensaios, nomeadamente a colocação de dispositivos (nós lógicos) em modo de teste, e a possibilidade de caracterização das

mensagens trocadas como mensagens de teste. Isto permite aumentar a flexibilidade do sistema, pois alguns testes podem ser efetuados com a instalação em serviço, embora seja necessária especificação mais concreta para evitar problemas de interoperabilidade [42]. Duma forma geral, para ensaio de proteções, os valores amostrados distribuídos aos IED passam a ser fornecidos não pela *merging unit*, mas sim pelo equipamento de ensaios. Da mesma forma, as mensagens correspondentes a ordens de disparo não são entregues no IED de disjuntor, mas sim no mesmo equipamento de ensaios, evitando o disparo efetivo do disjuntor, mas servindo os propósitos do ensaio.

### 4.3 - Arquiteturas de Barramento de Processo

Em [43] são analisadas arquiteturas de barramento de processo, para uma subestação constituída por cinco painéis, com avaliação da fiabilidade, disponibilidade, desempenho e custos associados, e respetiva avaliação da aplicabilidade em subestações de transmissão e distribuição. A literatura propõe quatro principais arquiteturas, baseadas numa subestação de cinco painéis do mesmo nível de tensão, com diferentes redes de comunicação e esquemas de proteção redundantes, que se descrevem de seguida:

A Figura 4.3 ilustra uma arquitetura em que cada IED de proteção, IED de controlo, *merging unit* e IED de disjuntor conetam-se a um *switch* apenas, sem comunicação entre painéis. O equipamento de proteção consiste em duas unidades, primária e redundante, sendo o controlo efetuado por uma terceira unidade dedicada. Esta solução é a considerada menos fiável, com índice de fiabilidade “tempo médio de funcionamento”, MTTF (*Mean Time To Failure*) substancialmente menor que nos outros casos analisados (cerca de 1.9 anos). O custo de investimento inicial e os custos de manutenção são relativamente reduzidos, no entanto a não existência de redundância leva a que, em caso de falha, o atraso de entrega das mensagens seja infinito, atraso associado à substituição do equipamento.

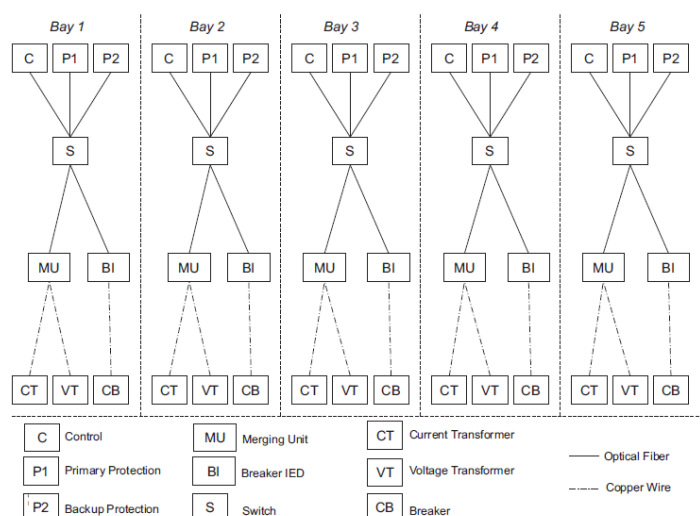


Figura 4.3 - Arquitetura com um *switch* por painel e sem comunicação interpainéis [43]

A Figura 4.4 ilustra uma arquitetura redundante, de acordo com o protocolo de redundância PRP, explicado na secção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR. Implica a ligação de cada IED e *merging unit* a dois *switches*, e do equipamento primário a duas *merging units*. As *merging units* e IED de disjuntor são também duplicados. Esta solução apresenta, de acordo com o autor, o MTTF mais elevado (7 anos) e, em caso de falha, menor atraso de entrega das mensagens (12  $\mu$ s, correspondentes ao tempo de propagação no caminho alternativo). No entanto, o investimento inicial é elevado, bem como os custos de manutenção associados, devido à elevada redundância implementada. Assim, esta arquitetura é recomendada para subestações de transmissão, onde os requisitos de fiabilidade e disponibilidade são mais exigentes.

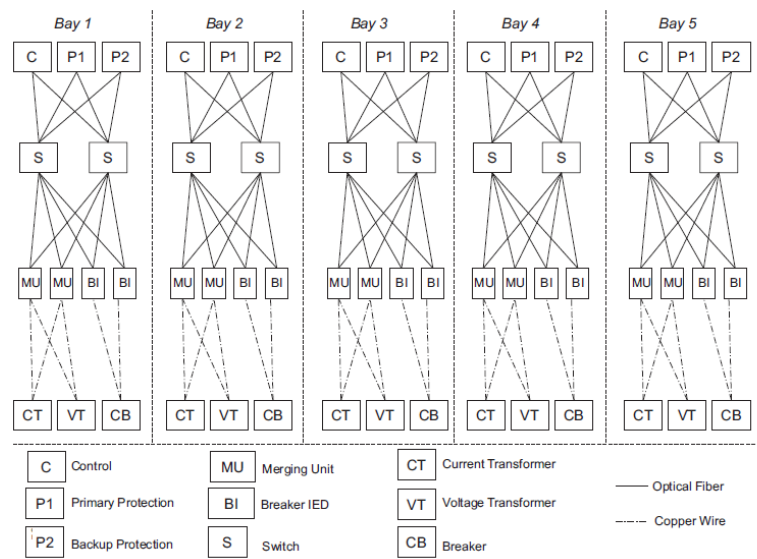


Figura 4.4 - Arquitetura com infraestrutura de rede redundante [43]

Na Figura 4.5 é ilustrada uma arquitetura em anel, ao contrário das arquiteturas em estrela das soluções anteriores. Os equipamentos têm a funcionalidade de *switching* integrada. O autor considera os protocolos de redundância *Rapid Spanning Tree Protocol* (RSTP) e *High-availability Seamless Redundancy* (HSR), que permitem tempos de atraso de entrega das mensagens, em caso de falha da ligação entre IED e *merging unit*, de 36  $\mu$ s (tempo de transmissão através de 3 *hops* de rede), para o caso de HSR, e 100.36 ms para o caso de RSTP, correspondendo aos 36  $\mu$ s do atraso de propagação, tal como no caso anterior, somados aos 100 ms de tempo de reconfiguração de rede associados ao uso do protocolo RSTP. O tempo médio de funcionamento (MTTF) é de 3,9 anos. Esta solução é recomendada para subestações de distribuição, onde o requisito de custo é relevante.

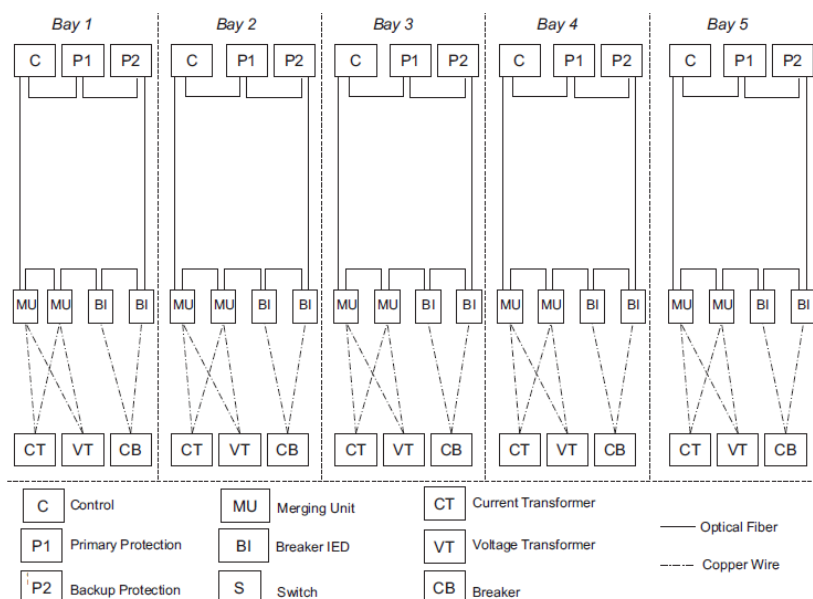


Figura 4.5 - Arquitetura em anel [43]

A Figura 4.6 mostra a implementação de uma solução em anel, fazendo uso do protocolo *High-availability Seamless Redundancy*. É feita uma ligação interpainel, com recurso a *QuadBoxes* e *RedBoxes* (definido na secção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR), com finalidade de ligar redes HSR e interligar PRP e HSR, respetivamente. Um dispositivo partilhado efetua as funções de proteção e controlo para todos os painéis, e são implementados IED de disjuntor redundantes, pois, devido à comunicação, os valores que seriam originados numa *merging unit* que falhe podem ser reconstruídos a partir das outras *merging units*. Esta solução permite, segundo o autor, o aumento do tempo médio de funcionamento, de 3.9 para 5.9 anos, e a redução dos custos de investimento inicial e de manutenção, sendo uma boa solução para aplicação em subestações de distribuição.

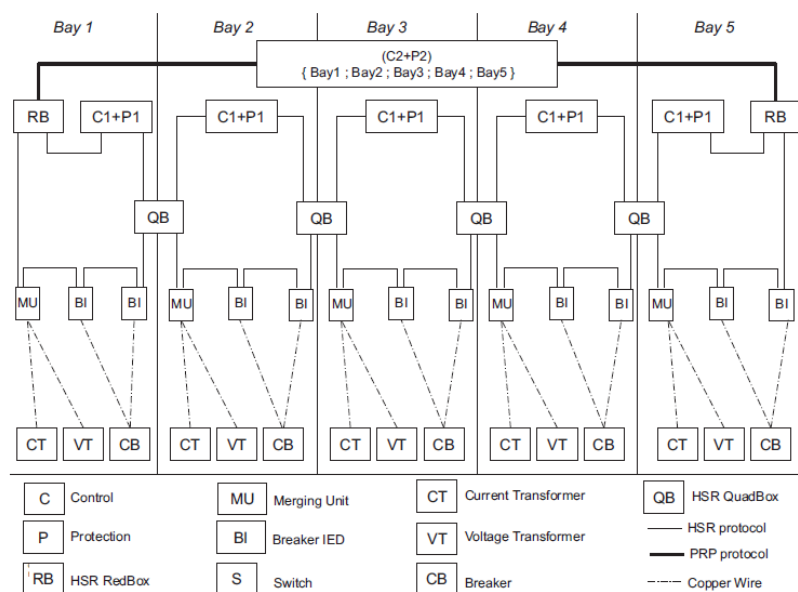


Figura 4.6 - Arquitetura com comunicação entre painéis e esquema de proteção redundante [43]



## 4.4 - Evolução Futura

A norma IEC 61850 pretendia, na sua primeira edição, normalizar a comunicação ao nível das subestações, na sua primeira edição. Porém, a evolução desta norma conduziu a que o seu propósito tenha sido alterado para a comunicação em toda a rede elétrica, originando a alteração de título de *Communication Newtworks and Systems in Substations* para *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*. As alterações que foi sofrendo durante a última década geraram segundas edições das diversas partes da norma, além da introdução de novas partes dedicadas ao controlo de centrais hidroelétricas e produção dispersa, bem como comunicação entre subestações e com os centros de condução e engenharia.

A segunda edição da norma IEC61850-9-2 foi publicada em finais de 2011, com a principal alteração da sugestão da utilização dos protocolos *Parallel Redundancy Protocol* e *High-Availability Seamless Redundancy*, para a garantia de redundância com tempos de reconfiguração da rede nulos [44]. Estes protocolos, abordados na Secção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR, não atingiram a maturidade completa, sendo utilizados ainda num número de projetos relativamente limitado.

Outro protocolo relevante é o *Precision Time Protocol* (Secção 3.4 - Sincronização de Tempo), que garante o requisito de sincronização de tempo sem a necessidade de uma rede dedicada para a propagação de sinais de sincronização. A maturidade deste protocolo é mais elevada, no entanto ainda poucos equipamentos a utilizam, sendo mais comum a solução de 1PPS (*pulse per second*), que exige uma rede dedicada, mas é a solução prevista no acordo IEC 61850-9-2LE [29].

No entanto a segunda edição da norma IEC 61850-9-2 não define ainda detalhes de implementação, um problema que já lhe era apontado na sua primeira edição [44]. A norma IEC 61869, *Instrument Transformers*, na sua parte 9 (IEC 61869-9) - *Part 9: Digital interface for instrument transformers*, será publicada num futuro próximo (possivelmente segundo semestre de 2013 [44]), substituindo a norma IEC 60044-8 [27] e será a base de desenvolvimento de equipamentos interoperáveis, baseando-se e substituindo o acordo IEC61850-9-2LE [29]. O protocolo PTP será o método de sincronização recomendado, sendo no entanto prevista a opção de 1PPS, para garantia de retrocompatibilidade.

A norma IEC 61869-9 definirá a *merging unit* como parte dos transformadores de instrumentação, ainda que possam ser fisicamente separados. O seu esquema de princípio está ilustrado na Figura 4.7. *Stand alone merging units*, SAMU, serão também previstas, para utilização com TI e TT convencionais, com vista a facilitar a remodelação de instalações, mantendo estes equipamentos [44]. Um esquema de princípio simples desta unidade está também ilustrado na Figura 4.8. Os sinais de saída das *merging units* e *stand alone merging units* serão semelhantes, e não devem ser distinguidos pelos IED que as recebem.

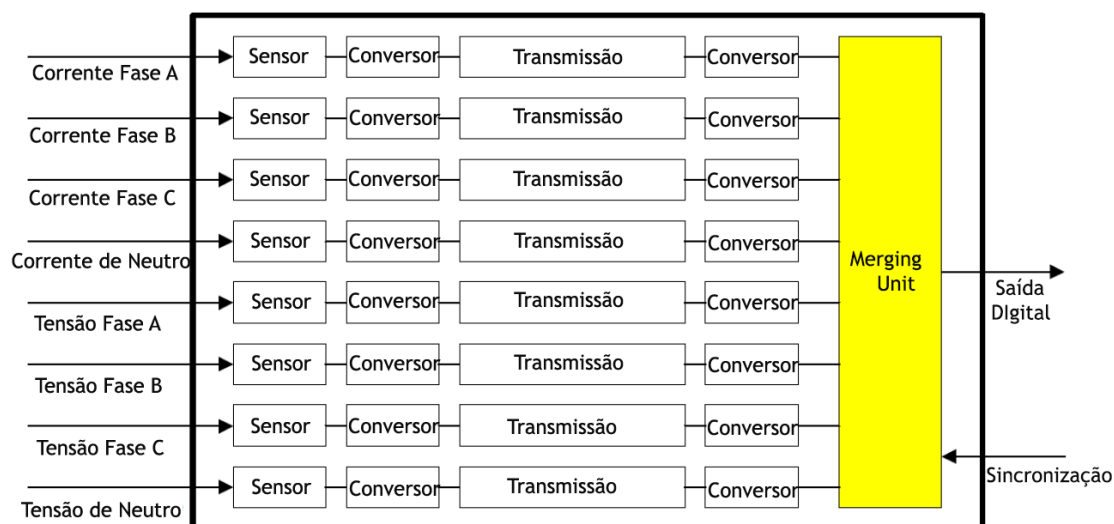


Figura 4.7 - *Merging unit* definida em IEC 61869-9 [44]

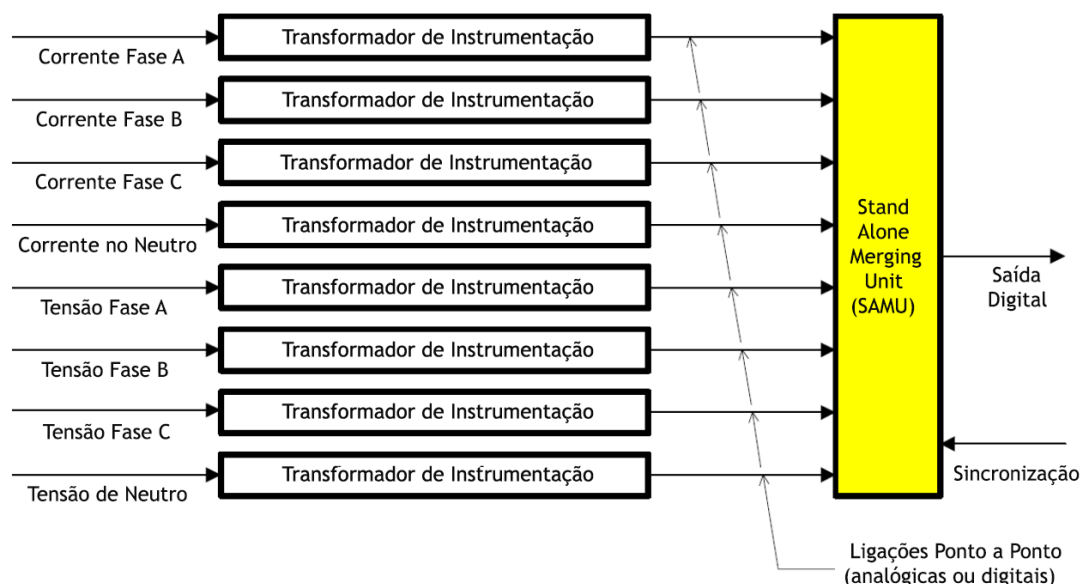


Figura 4.8 - *Stand alone merging unit* definida em IEC 61869-9 [44]

A taxa de amostragem no sistema deverá ser única, 4000 amostras por segundo e 12800 amostras por segundo para proteção e registo da forma de onda, respetivamente, independentemente das frequências de 50 ou 60 Hz da rede, ao contrário do definido no acordo IEC 61850-9-2LE e utilizado na atualidade [44].

Sendo assim, é de esperar a evolução da tecnologia de barramento de processo, ainda que no sentido definido na atualidade, devido à utilização do acordo IEC 61850-9-2LE como base da nova normalização. Também protocolos essenciais ao desenvolvimento da tecnologia, como os protocolos de redundância e de sincronização de tempo referidos, estão atualmente a ser implementados nas primeiras aplicações.

## Capítulo 5

# Avaliação Técnica, de Maturidade e Questões de Implementação

No presente capítulo são descritas as soluções dos diversos fabricantes para a implementação do *process bus*, quer como um todo, em soluções integradas, quer como por componente individual, que possa ser parte de uma eventual solução. A descrição conduz a uma análise comparativa das soluções completas oferecidas por quatro fabricantes, com o objetivo de quantificar e tornar mais simples a análise da informação.

São tecidas algumas considerações relacionadas com o potencial para remodelações, que são um possível campo de aplicação da tecnologia. Também são fornecidos valores que permitem compreender o grau de poupança potenciado pela implementação de soluções de barramento de processo. Na última secção do capítulo são apresentadas as conclusões parciais retiradas de toda a informação anterior.

### 5.1 - Definição dos Objetivos e Abrangência do Estudo

A tecnologia do barramento de processo caracteriza-se pela sua relativa novidade, como tal, a avaliação da maturidade desta torna-se uma questão essencial, tomada como objetivo do estudo. Face a isto, foi efetuada uma pesquisa junto dos fabricantes de equipamentos e componentes de sistemas de automação de subestações no sentido de apurar que produtos apresentam e qual o seu estado de desenvolvimento e implementação, à data.

A divisão dos fabricantes foi feita em duas categorias: *fornecedores de soluções globais*, que englobam empresas com equipamentos diversos, desenvolvendo soluções integradas, e *fornecedores especializados em componentes individuais*, por exemplo, especializando-se apenas em equipamentos de rede ou de contagem de energia. Foram efetuados contactos

junto de todos os fabricantes selecionados, por forma a obter informação sobre os respetivos produtos, eventuais protótipos desenvolvidos e certificações atribuídas, experiência de interoperabilidade, implementações em projetos-piloto e comerciais, e ainda sobre eventuais questões económicas de implementação e configuração, se justificável, de acordo com a maturidade e disponibilidade dos produtos.

### 5.1.1 - Abrangência do Estudo

No que concerne a fornecedores de soluções globais, foram contactadas empresas com capacidade de fornecimento deste equipamento, de entre todas as empresas com algum tipo de contacto até à data com o operador da rede de distribuição, EDP Distribuição. Verifica-se que estas empresas representam a totalidade deste tipo de fornecedores a operar em Portugal, nacionais ou estrangeiras.

Dada a característica do trabalho, em que se procura a avaliação da maturidade da tecnologia como um todo, e dada a limitação temporal, é selecionado um número de fabricantes, para cada um dos segmentos de equipamentos, representando o mercado e garantindo a determinação do desenvolvimento e disponibilidade da tecnologia na atualidade.

## 5.2 - Componentes Individuais

Um sistema de automação de subestações convencional, ao nível do processo, utiliza sensores e transdutores, injetando a informação no nível de painel, ou seja, do nível 0 ao nível 1, de acordo com a divisão da arquitetura patente na secção 2.3 - Com a introdução de um barramento de processo, a informação digitalizada circula numa rede de comunicações, que transmite os valores amostrados e as informações de estado da aparelhagem, por exemplo, aos IED, e as ordens destes aos equipamentos primários. Assim, torna-se evidente que todos os componentes devem estar adaptados a esta comunicação digital.

A *merging unit* é o componente principal de qualquer solução, pois é dela que partem os valores amostrados do processo, de acordo com a normalização. Estes valores devem ser passíveis de serem recebidos pelos dispositivos eletrónicos inteligentes, que executam as funções de proteção de acordo com os fenómenos ocorridos na rede que monitorizam. A amostragem dos valores tenderá a partir de transformadores de medida não convencionais, eventualmente eliminando a necessidade da utilização de *merging units* externas. A rede do *process bus* utilizará *switches*, e terá de ser compatível com um sinal de sincronização de relógio, para todos os equipamentos. Por fim, para a utilização em pleno destas soluções, é necessário garantir equipamentos de contagem de energia compatíveis, bem como soluções de teste adaptadas. Nas subsecções seguintes são detalhadas, por componente, as respetivas características consideradas relevantes para a sua utilização em subestações que façam uso da

tecnologia *process bus*, bem como o seu estado de desenvolvimento e cumprimento de critérios relevantes, de acordo com a informação apurada.

### 5.2.1 - Dispositivos Eletrônicos Inteligentes

Os dispositivos eletrônicos inteligentes, IED, são o componente fundamental de qualquer sistema de automação de subestações, pois é da sua responsabilidade a execução de praticamente todas as funções de proteção e automatismo que se refletem diretamente no comportamento da rede elétrica. Os IED compatíveis com a norma IEC 61850 contêm um módulo de digitalização dos sinais de entrada, provenientes do processo, e são compatíveis com mensagens GOOSE, por exemplo. De uma forma simplista, a utilização em soluções de *process bus* tem apenas como diferença a entrada dos valores já amostrados, em fibra ótica, pois são desde logo digitalizados na *merging unit* ou até fornecidos pelos próprios transformadores de medida não convencionais no formato definido em IEC 61850-9-2.

A Tabela 5.1 resume os dados referentes aos dispositivos eletrônicos inteligentes. Nela pode ver-se que dos quatro fabricantes deste tipo de equipamento selecionados, todos apresentam IED com capacidade de receção de valores amostrados, testados em projetos-piloto ou comerciais.

Tabela 5.1 - Quadro resumo de características de IED

	Interface Receção de SV	Sincronização c/ MU	Inserção em projetos	Maturidade	Referências
<b>ABB</b>	✓	1PPS	Piloto (2009) Comercial (2011)	Disponível no Mercado	670 Series REB500 (dif. de barramento)
<b>Alstom</b>	✓	PTP/1PPS	Piloto	Disponível no Mercado	DS Agile MiCOM
<b>GE</b>	✓	Ponto a ponto	Piloto e Comercial	Disponível no Mercado	Universal Relay Family
<b>Siemens</b>	✓	1PPS	Piloto	Funcional em Piloto	7SA525 (distância) c/ interface PB

O fabricante ABB, no que concerne a IED, garante o funcionamento com valores amostrados, de acordo com o definido no guia IEC 61850-9-2LE, sendo possível também o uso de entradas analógicas em simultâneo, se necessário (útil para proteção diferencial de transformadores, por exemplo). Também garante o funcionamento de diferencial de linha com subestações com *process bus* e soluções convencionais, respetivamente, em cada um dos extremos da linha a proteger. A sincronização horária é feita através de uma entrada de 1PPS

(*pulse per second*). Estes equipamentos foram utilizados com sucesso em pilotos e instalações comerciais, segundo o fabricante.

A solução Alstom para IED inseridos em *process bus* garante a receção de valores amostrados, sincronizando os equipamentos por 1PPS ou por PTP, *Precision Time Protocol*, em rede. Os equipamentos são anunciados dentro da arquitetura que a marca denomina *DS Agile*. Também os IED da gama *MiCOM* do mesmo fabricante são anunciados com a capacidade de receção de valores amostrados de acordo com a norma IEC 61850-9-2.

Os equipamentos GE possuem um interface de valores amostrados. A sincronização dos valores com o processo é feita por mensagens GOOSE enviadas por ligações ponto a ponto, recebidas pelas *merging units* do mesmo fornecedor. Nas secções 5.2.2 - *Merging Unit* e 5.3.2 - este pormenor é explicado de forma mais concreta. Os equipamentos encontram-se em fase de comercialização.

O fornecedor Siemens apresenta IED próprios inseridos em projeto-piloto, recorrendo a um interface da marca para *process bus*. No mesmo projeto-piloto, a sincronização dos IED é feita em rede, por NTP (Network Time Protocol) e 1PPS, com o nível de processo.



O IED de disjuntor (e comando de seccionadores) e IED de regulador de tensão podem ser instalados no exterior, junto dos equipamentos de potência. Devido às dimensões das subestações de transmissão, comercialmente mais relevantes para a indústria, onde existem tipicamente pequenas construções onde se pode instalar equipamento secundário, esta instalação exterior teria simples aplicação, facto que conduz a menor relevância dada a produtos específicos para o efeito. O fabricante Alstom inclui no entanto nos seus produtos, *merging units* para estas finalidades. Também a solução prevista pela GE inclui a atuação da aparelhagem através da *merging unit*.

### 5.2.2 - Merging Unit

A *merging unit* tem como finalidade essencial o fornecimento dos dados da rede aos IED da subestação. Além da amostragem de valores de tensões e correntes, informações como estados de disjuntores e seccionadores podem ser também disponibilizados por este componente. É o componente principal desta tecnologia, pois é responsável pelo interface entre o sistema primário e o sistema secundário, onde se incluem as funções de proteção e controlo essenciais ao correto funcionamento da rede elétrica. Na Tabela 5.2 encontra-se a informação relativa às *merging units* de diversos fabricantes.

Tabela 5.2 - Quadro resumo de características de *merging unit*

N/D: Informação não disponível

	Certificação		Entradas TI/TT Convencionais	Entradas NCIT	Sincronização de tempo	Inserção em projetos	Maturidade
<b>ABB</b>	9-2 LE		-	✓ (9)	1PPS	Piloto e comercial	Disponível no Mercado
<b>Alstom</b>	N/D	N/D	✓	✓	PTP	Piloto	Disponível no Mercado
<b>Arteche</b>	9-2 LE	N/D	✓ (4 x V)	✓ (3xI)	PTP/1PPS	Piloto	Disponível no Mercado
<b>GE</b>	9-2 (testado)		✓ (8 x I ou 4 x I + 4 x V)	-	Ponto a ponto	Piloto e comercial	Disponível no Mercado
<b>Siemens</b>	N/D	N/D	✓ (4 x I; 4 x V)	✓ (9)	1PPS	Piloto	Protótipo

Analisando a Tabela 5.2, que compila a informação, é possível ver que todas as *merging units* foram utilizadas em projetos-piloto ou comerciais, destacando-se pelos projetos comerciais os equipamentos ABB e GE. Outros dois fabricantes (Alstom e Arteche) apenas apresentam aplicações em projetos-piloto, ainda que anunciem os seus produtos como já disponíveis e desenvolvidos. O fabricante Siemens é o único que apresenta uma *merging unit* desenvolvida e utilizada em pelo menos um projeto-piloto, mas não faz qualquer referência à sua comercialização, pelo que foi dado a conhecer.

Em termos de compatibilidade com transformadores de medida convencionais e não convencionais (NCIT), os casos do fornecedor ABB e GE apresentam diferenças dos restantes, pela compatibilidade apenas com transformadores de medida não convencionais e TI e TT convencionais, respetivamente. Estes factos fazem com que a solução ABB seja apropriada para soluções GIS (*Gas Insulated Switchgear*), tecnologia por vezes utilizada pelo operador da rede nacional de distribuição em postos de corte AT, e a solução GE seja compatível com transformadores de medida convencionais como os aplicados na atualidade. Todas as *merging*

*units* garantem sincronização de tempo na gama do microssegundo, conforme exigido pela normalização, quer por sincronização em rede por 1PPS (*pulse per second*) ou PTP (*precision time protocol*), descritos na secção 3.4 - Sincronização de Tempo. A solução do fabricante GE não utiliza protocolo de sincronização de tempo, pois a ligação é efetuada ponto-a-ponto, entre as *merging units* e os IED.

No que diz respeito à certificação atribuída, na atualidade a certificação possível é de acordo com [29], Guia de Implementação para o Interface Digital de Transformadores de Medida Utilizando IEC 61850-9-2, comumente designado IEC 61850-9-2LE. De acordo com o levantamento, às *Merging Unit* ABB e Artech foi atribuída a certificação, tendo o *Brick* da GE também um certificado de interoperabilidade de acordo com IEC61850-9-2. As soluções Alstom e Siemens não aparentam ter certificação independente atribuída, no entanto, não foi possível confirmar esta informação.

### 5.2.3 - Transformadores de Medida Não-convencionais

A Tabela 5.3 inclui o resumo da informação levantada, referente a transformadores de medida não convencionais, NCIT. Neste campo, existem fabricantes que os fornecem, para efetuar o interface com as próprias *merging units*. No futuro, com normalização nova, este paradigma poderá ser alterado, no entanto, à data, os fabricantes ABB, Alstom e Artech possuem estes equipamentos, cumprindo com a normalização aplicável (IEC60044-8 para transformadores de intensidade eletrónicos e IEC60044-7 para transformadores de tensão eletrónicos), com saída de valores amostrados a partir da *merging unit* à qual são ligados. Em termos de maturidade, os equipamentos aparentam estar disponíveis para comercialização, de acordo com informação tornada pública pelos fabricantes, que não foi possível confirmar junto destes.

Tabela 5.3 - Quadro resumo de características de NCIT

	NCIT TI			NCIT TT		
	60044-8	Saída SV	Maturidade	60044-7	Saída SV	Maturidade
ABB	✓	MU	Mercado	✓	MU	Mercado
Alstom	✓	MU	Mercado	✓	MU	Mercado
Artech	✓	MU	Mercado	-	-	-



### 5.2.4 - Equipamentos de Rede - *Switches*

A utilização de um barramento de processo na subestação pode implicar, de acordo com a arquitetura eventualmente escolhida, a utilização de *switches*. Como detalhado no capítulo 3, o protocolo de sincronização de tempo *Precision Time Protocol* (PTP) e os protocolos de redundância PRP e HSR (*Parallel Redundancy Protocol* e *High Seamless Redundancy*), ainda que considerados opcionais na lista de requisitos da norma IEC 61850-5 [25], serão essenciais nas aplicações da tecnologia, como forma de garantia de sincronização com desvios menores a 1  $\mu$ s e tempos de recuperação da rede nulos. Como patente na Tabela 5.4, existem já disponíveis, de acordo com a informação tornada pública pelos fabricantes, *switches* Alstom que fazem uso do protocolo PTP para sincronização de tempo, e dos protocolos de redundância PRP e HSR. O fabricante Ruggedcom já se encontra a desenvolver neste campo, sendo possível que já existam protótipos.

Tabela 5.4 - Quadro resumo de características de *switches*

	Sincronização de tempo	Redundância	Maturidade
Alstom	PTP	PRP/HSR	Mercado
Ruggedcom	PTP	eRSTP	Mercado

### 5.2.5 - GPS Clock

Tabela 5.5 - Quadro resumo de características de GPS

	Protocolo de Sincronização de Tempo - rede	Maturidade
Tekron	PTP	Mercado
Hopf	-	-
Oscilloquartz	PTP	Mercado
Meinberg	1PPS	Mercado
Symmetricom	PTP	Mercado

A fonte de sinal de relógio é um componente essencial da subestação. No entanto, para a garantia do requisito de desvio de sincronização entre equipamentos da instalação inferior a 1  $\mu$ s, é necessária a utilização de um de dois métodos: *Pulse Per Second*, que exige uma rede

de propagação de sinal de relógio dedicada, ou a utilização do protocolo *Precision Time Protocol*, definido em IEEE IEC 61588, e que faz uso da rede Ethernet da subestação.

Na Tabela 5.5, é possível ver que os fabricantes Symmetricom, Oscilloquartz e Tekron oferecem recetores GPS que façam uso do protocolo referido, estando já disponíveis no mercado. A Meinberg tem também disponível o mesmo equipamento com saída em 1PPS, ou *Pulse Per Second*.

O fabricante Hopf, fornecedor habitual, informa que não oferece ainda tal solução, encontrando-se no entanto em fase de desenvolvimento, vindo a estar disponível num futuro próximo. A solução deste fabricante para sincronização com precisão inferior a 1  $\mu$ s é a da utilização da tecnologia DCF77 (sinal horário de grande comprimento de onda, em rádio), sendo esta possível de ser fornecida pelos seus recetores GPS, não exigindo a receção do sinal de rádio desde Frankfurt.

### 5.2.6 - Contagem de Energia

No que concerne à contagem de energia, o fabricante Landis&Gyr tem disponível um equipamento, de referência E880, com a capacidade de receção de valores amostrados, de acordo com o acordado em IEC61850-9-2LE, a 80 amostras por ciclo. No entanto, o fabricante torna público que a inclusão na rede da subestação, de acordo com IEC61850, está ainda em desenvolvimento, sendo disponibilizado mais tarde um módulo passível de ser acoplado ao contador.

### 5.2.7 - Ensaaios

O fabricante Omicron, líder em equipamentos de ensaio para subestações, possui equipamentos com capacidade de realizar ensaios através de valores amostrados, de acordo com o disposto em IEC 61850-9-2LE [29], e respetivo *software*. O equipamento de referência CMC 850 (Figura 5.1) possui inclusivamente a certificação (Figura 5.2) de acordo com o mesmo, de 80 amostras por ciclo.



Figura 5.1 - Equipamento de ensaios Omicron CMC 850 [45]



Figura 5.2 - Certificado atribuído ao equipamento Omicron CMC 850 [45]

## 5.3 - Fornecedores Globais de Soluções

Nesta secção são descritas as soluções dos fornecedores globais. Estes fornecedores assumem especial importância no estudo devido à sua grande relevância no desenvolvimento das tecnologias, com participação em projetos-piloto junto com os operadores das redes elétricas. Outros fatores para a análise de soluções globais de fabricantes individuais são o facto de a normalização não incluir o interface entre transformadores de medida e *merging units* e ainda devido ao esforço extra exigido na tentativa de implementação de soluções de fabricantes distintos. Assim, opta-se pela descrição completa das soluções, por forma a distinguir a abordagem de cada fabricante ao tema, e para uma compreensão mais aprofundada do estado de maturidade e desenvolvimento da tecnologia em estudo.

Uma nota é necessária para o fabricante nacional EFACEC. Apesar de fornecer regularmente o operador da rede de distribuição, não apresenta ainda capacidade de fornecer soluções relacionadas com a tecnologia de barramento de processo.

### 5.3.1 - Solução ABB

Vários componentes que compõem a solução do fabricante ABB foram já detalhados na secção anterior, porém, a solução será aqui descrita, com ênfase na informação sobre projetos-piloto e comerciais.

O principal componente da solução ABB são os transformadores de medida não convencionais destinados a sistemas GIS (*Gas Insulated Switchgear*). Estes estão desenvolvidos para funcionarem em conjunto com a *merging unit* do mesmo fabricante.

Os IED do fabricante, da série 670, são compatíveis com o disposto em IEC61850-9-2LE, e dispõem de uma entrada de sincronização horária 1PPS. Estes podem funcionar com entradas de valores amostrados e entradas analógicas, sendo esta capacidade útil para proteção

diferencial com um dos lados, tipicamente o de menor valor de tensão, que não faça uso da tecnologia de barramento de processo.

O fornecedor propõe duas *merging units*: uma para fins de proteção e outra para medida. A *merging unit* para fins de proteção, CP-MUP, possui saídas de acordo com IEC 61850-9-2, até um máximo de três pontos de medição, com conexão *Ethernet* em fibra ótica, 100BaseFx. A esta *merging unit* foi atribuída certificação, de acordo com IEC 61850-9-2LE. Já a *merging unit* para medida, designada CP-MUM, possui saída em IEC 61850-9-1 (ligação série, ponto a ponto, unidirecional), e efetua medições num ponto. Ambas possuem um índice de proteção IP40, ou seja, o invólucro é isolado da entrada de objetos, mesmo que pequenos, no entanto não é imune a pó nem água, o que pressupõe uma instalação em interior.

No que concerne a projetos, o fabricante ABB possui já instalações comerciais, com todos os transdutores sendo não convencionais, e *process bus*. Anteriormente, desenvolveu vários projetos-piloto na área, sendo o primeiro, apenas de medição, realizado em 2004. Ainda antes de 2000, este fabricante realizou instalações em que se aplicaram transdutores não convencionais, tendo portanto uma implementação proprietária de barramento de processo, antes da existência de normalização. O fornecedor garante resultados positivos nos seus pilotos, que foram sempre realizados em subestações de redes de transporte.

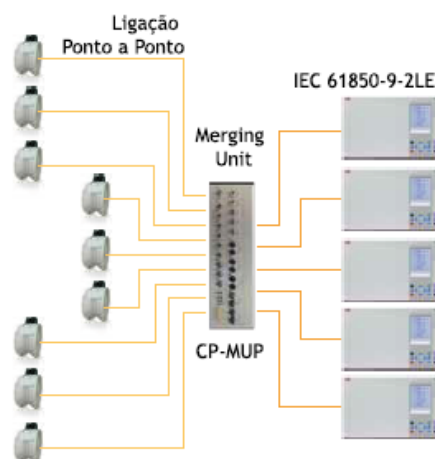
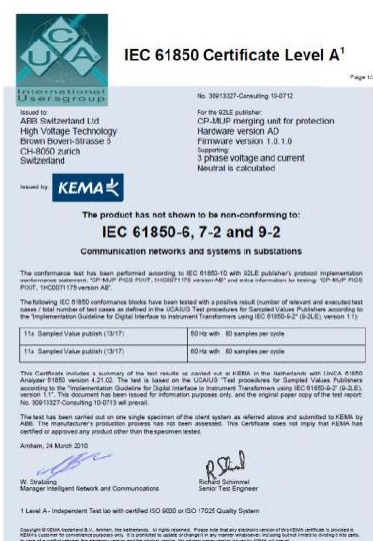


Figura 5.3 - Certificado *merging unit* ABB [46]

Figura 5.4 - Arquitetura da solução ABB [46]

### 5.3.2 - Solução Alstom

O fabricante Alstom apresenta uma solução completa, com praticamente todos os componentes necessários à implementação de uma solução de barramento de processo, numa solução integrada que denomina *DS Agile*. A informação contida nesta subsecção é retirada dos documentos tornados públicos pelo fabricante [47].

Os transformadores de medida não convencionais do fabricante, de corrente e tensão, estão disponíveis para parque exterior (AIS) ou soluções interiores (GIS). No entanto, a solução GIS é apenas compatível com tensões superiores a 145 kV, o que a exclui deste estudo. Para soluções de parque exterior, isoladas a ar (AIS), as soluções apresentadas são um sensor de corrente ótico, de princípio de *Faraday*, e um transformador de tensão eletrónico capacitivo, com referências COSI-CT e COSI-VT, respetivamente.

Para interface com os transformadores de medida, o fornecedor oferece *Merging Units*, para transformadores de medida convencionais e não convencionais, que denomina AMU (*Analogic Merging Unit*) e NMU (*Numeric Merging Unit*), respetivamente. Disponibiliza ainda controladores de aparelhagem, para disjuntores e seccionadores, SCU (*Switchgear Controller Unit*) e uma unidade de monitorização de equipamento primário, CMU (*Condition Monitoring Unit*). A Figura 5.5 mostra a arquitetura principal da solução deste fornecedor, aplicando três transformadores de medida não convencionais, de saídas óticas, e três transformadores de tensão convencionais, de saídas analógicas.

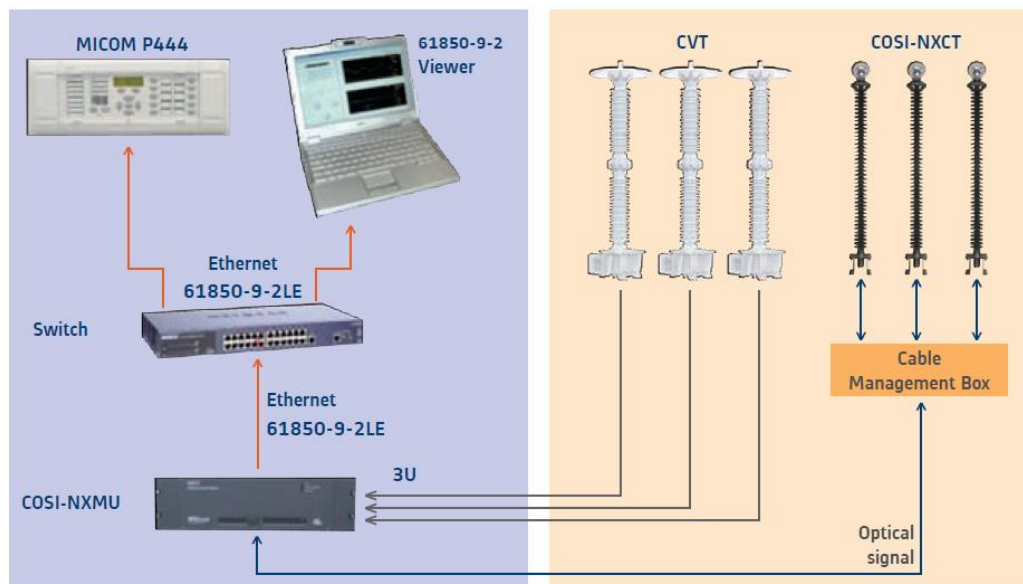


Figura 5.5 - Arquitetura com componentes do fabricante Alstom [48]

No campo dos *Switches*, este fabricante oferece equipamentos, da série H, compatíveis com *Parallel Redundancy Protocol* e *High Seamless Redundancy* (expostos na subsecção 3.3.4 - Seamless Redundancy - PRP e HSR). A sincronização horária entre IED e *merging units* é feita por 1PPS (*pulse per second*) ou *Precision Time Protocol* (PTP).

Os IED do fabricante, da série MiCOM, são compatíveis com a restante solução, e o fabricante anuncia a sua interoperabilidade. Todo o sistema é projetado de acordo com o disposto em IEC 61850-9-2LE.

No que respeita a projetos, o fornecedor apresenta pelo menos dois, pelo que foi possível apurar. Um consiste na proteção diferencial de cabos de 420 kV, com a aplicação de 72 sensores óticos de corrente e respetivas 24 *merging units*, alimentando 36 IED de proteção. Em curso, existe outro projeto, de solução completa, de uma subestação 110/220 kV, de barramento duplo e configuração de disjuntor e meio.

### 5.3.3 - Solução GE

O fabricante GE desenvolveu uma solução de barramento de processo com uma abordagem diferente dos restantes fabricantes. A arquitetura, ao invés de ser constituída por uma rede em anel, utiliza ligações ponto a ponto, entre as *merging units* e os IED, passando por um painel de ligações intermédias. A solução, denominada *HardFiber*, permite, segundo o fabricante, a poupança de até 50% em mão de obra referente à instalação de um sistema de proteção e controlo de uma subestação, eliminando o elevado número de ligações ponto a ponto em cobre por cabos pré-terminados. A Figura 5.6 ilustra a solução, de forma simplificada, com todos os seus componentes. Destacam-se as *merging units*, às quais o fabricante atribui a designação *Brick*, os IED e o painel de ligações intermédio (*Cross-Connect Panel*), responsável pela ligação de cada uma das 4 saídas do *brick* ao IED de destino.

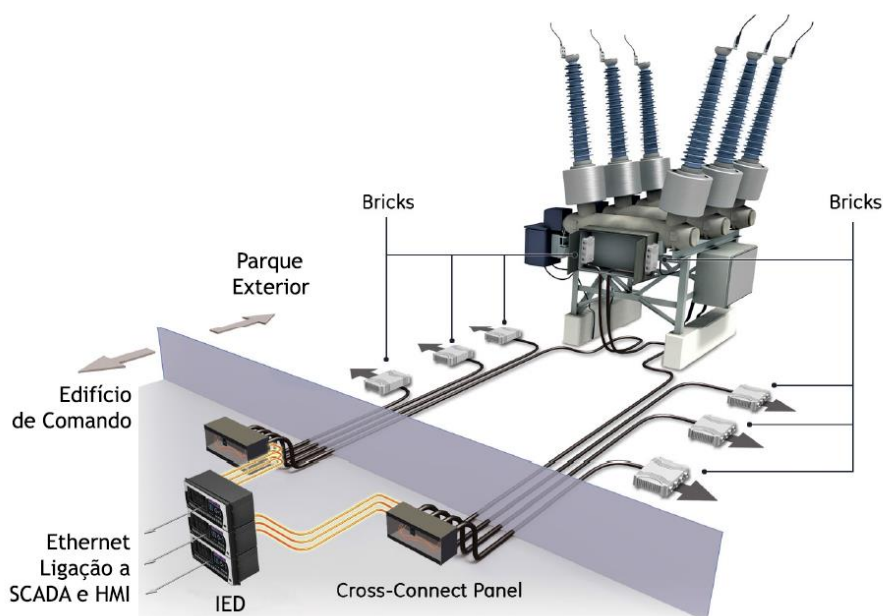


Figura 5.6 - Solução completa GE, traduzido de [49]

A *merging unit* desenvolvida é o componente principal desta solução. Contém um módulo analógico, responsável pela filtragem e conversão analógico-digital das entradas em corrente

alternada, bem como pelos sinais dos contactos em corrente contínua, provenientes da aparelhagem, e ainda pelas saídas para atuação de relés. Quatro módulos digitais independentes efetuam a comunicação, via fibra, com os IED. Esta unidade apresenta compatibilidade eletromagnética e índice de proteção IP66 (proteção total contra poeiras e estanquicidade a jatos de água), características que lhe permitem ser montada em parque exterior de aparelhagem, adaptando-se ao ambiente exigente deste tipo de aplicação.

A *merging unit* é compatível apenas com transformadores de medida convencionais, conforme utilizados atualmente. Está disponível em quatro variantes, dependendo do número de entradas de sinais AC dos transdutores, e do valor da corrente no secundário dos TI: pode suportar oito entradas de corrente, de 5 A ou 1 A, ou um misto de 4 entradas de corrente e 4 entradas de tensão, originando mais duas variantes, consoante o valor nominal de corrente do secundário dos TI. Esta capacidade confere-lhe compatibilidade com o equipamento primário atualmente utilizado nas subestações do operador. Os equipamentos têm ainda a capacidade de, além de realizar o interface com os transdutores, atuar também disjuntores e seccionadores, estando munidos com 4 relés estáticos, dois relés de tipo C e um relé de impulso, os últimos operáveis de 24 V a 250 V. A Figura 5.7 ilustra uma *merging unit*, sendo visíveis as ligações por ficha das diversas saídas e entradas.

Tabela 5.6 - Entradas e saídas da *merging unit* GE, Brick [50]

Ref <sup>a</sup>	Correntes AC		Tensões AC	Entradas Universais	Entradas Contactos	Saídas Relés estáticos	Relé de impulso	Relé tipo C
	5A	1A						
CC-05	8	-	-	3	18	4	1	2
CC-01	-	8	-	3	18	4	1	2
CV-05	4	-	4	3	18	4	1	2
CV-01	-	4	4	3	18	4	1	2



Figura 5.7 - *Merging unit* GE, *Brick*, tradução de [49]

Os relés da marca, da família *Universal Relay*, podem ser adaptados com um *process card*, suportando comunicação com até 8 *merging units*, *Brick*, do mesmo fabricante. A fibra ótica utilizada, do tipo 100BaseBX, permite comunicação bidirecional, de mensagens GOOSE para a *merging unit*, e valores amostrados para os IED. O cabo pré-conectorizado fornecido inclui, além da fibra, dois condutores de cobre para a alimentação da *merging unit*. É também um cabo protegido, passível de ser enterrado diretamente no solo, se necessário. Assim, garante-se que por cada *merging unit* é instalado apenas um cabo entre o parque exterior de aparelhagem e o edifício de comando.

A sincronização horária é garantida por mensagens GOOSE trocadas pela ligação ponto a ponto entre o IED e o núcleo digital do *brick* correspondente [51]. Sendo uma arquitetura em estrela, as mensagens não circulam em rede para outros clientes se não o que se encontra diretamente ligado. Não existe, portanto, um sinal de relógio no barramento de processo, e a sincronização com erro inferior a 1  $\mu$ s é, segundo o fabricante, garantida.

A Figura 5.8 ilustra a arquitetura da solução GE. A partir desta é possível compreender a diferença essencial desta arquitetura particular. O cabo responsável pelas comunicações e alimentação de cada *merging unit* é ligado entre estas e o painel de ligações *Cross Connect Panel*, instalado no edifício de comando, em armário, de 19". Estes equipamentos são responsáveis pela repartição das ligações para os IED de destino. Na imagem é possível ver três IED do fabricante, em que cada um tem entradas de painéis de ligações distintos, recebendo sinais de *merging units* distintas. Ao nível da subestação, nível 1 e 2, tudo se processa normalmente, com uma arquitetura típica, de acordo com a norma IEC 61850.



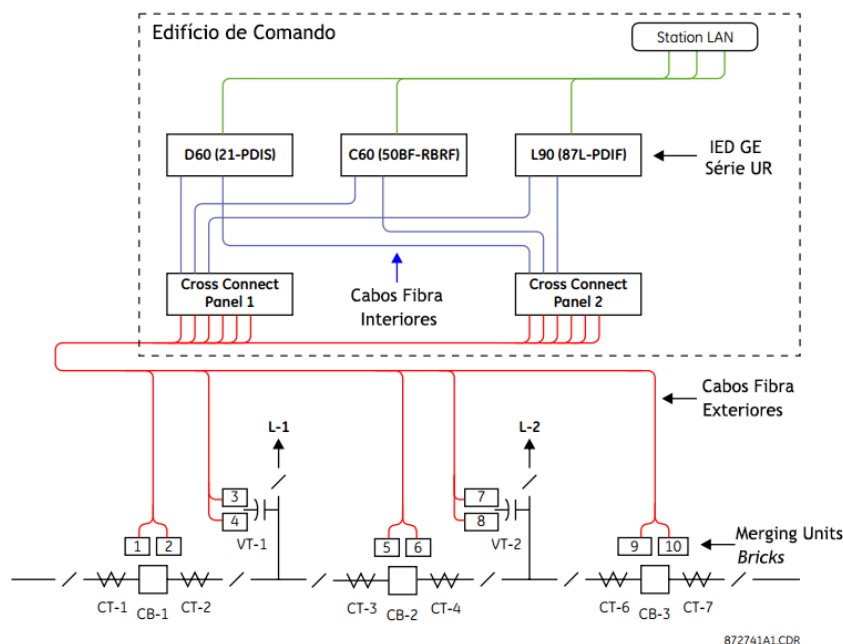


Figura 5.8 - Arquitetura da solução GE [52]

Em termos de projetos, o fabricante apresenta informação sobre nove projetos com operadores de redes elétricas, que desenvolveram projetos no sentido de testar o funcionamento do *process bus*. Apenas durante o ano de 2011, o fabricante recebeu encomendas de 173 *merging units*, com clientes entre operadores de redes elétricas e outros fornecedores de soluções de automação e proteção. Isto comprova a disponibilidade comercial confirmada pelo fornecedor. No que concerne a questões de interoperabilidade, o fornecedor informa que existe experiência na integração do sistema com IED de terceiros, nomeadamente relés de distância e de transformador do fabricante Ingeteam.

Sobre a disponibilidade da solução, o fabricante informa que os prazos de fornecimento típicos são de 4 a 5 semanas para os IED e de cerca de 8 semanas para as *merging units*, painel de ligações *Cross Connect Panel* e respetivos cabos, o que significa que, quando comparado com as soluções típicas, pré-barramento de processo, os prazos de fornecimento são semelhantes, neste caso.

### 5.3.4 - Solução Siemens

O fabricante Siemens, como referido anteriormente, dispõe da tecnologia, de acordo com o disposto em IEC 61850-9-2LE, sendo o principal componente um protótipo de *merging unit*. No entanto, ao contrário dos outros três fornecedores analisados, não dispõe de produtos em fase comercial que suportem a solução de barramento de processo.

No entanto, o fabricante desenvolveu uma *merging unit* e interface de *process bus* para os seus IED, participando num projeto-piloto de uma subestação 380/110 kV, com

interoperabilidade com fabricantes de IED (nomeadamente Areva/Alstom) e de transformadores de medida não convencionais Schniewindt e Interoptix.

A *merging unit* desenvolvida contém quatro entradas de corrente, a partir de transformadores de medida convencionais, e o mesmo número de entradas de tensão, também de transformadores convencionais. Dispõe ainda de quatro entradas de sensores não convencionais, e entrada específica para transformadores de corrente óticos.

### 5.3.5 - Análise de Soluções de Fornecedores Globais

Descritas as soluções, por forma a simplificar a comparação destas, de forma objetiva, recorreu-se ao Método Analítico Hierárquico (AHP), conforme descrito em [53]. Este método é quantitativo e qualitativo, tendo como resultado uma pontuação e facilitando a solução de um problema de decisão multicritério.

Para a construção da matriz de decisão, é necessário começar por identificar as alternativas e os critérios. As alternativas consideradas são as soluções completas descritas nos pontos anteriores. Assim, é feita uma análise simples que permite compreender o estado de maturidade da tecnologia numa amostra de fornecedores globais que demonstram capacidade de fornecer soluções que desta façam uso.

Aliado à avaliação de maturidade referida, importa compreender a aplicabilidade da tecnologia no momento presente. Como tal, foi selecionado um número de critérios que se insira na gama recomendada (3 a 7) e que permita, ao mesmo tempo, garantir uma análise suficientemente global, adaptada ao meio onde se avalia a inserção da tecnologia. Os critérios escolhidos são:

- Inserção em projetos-piloto e comerciais;
- Disponibilidade da tecnologia para fornecimento e realização de pilotos;
- Compatibilidade com subestações de parque exterior (AIS), conforme projeto-tipo;
- Certificação das *Merging Units*.

O primeiro critério, “Inserção em projetos-piloto e comerciais” refere-se à experiência dos fabricantes com a participação em projetos-piloto, com operadores de redes elétricas, e à eventual concretização de projetos de natureza comercial. O critério “Disponibilidade da tecnologia para fornecimento/ realização de pilotos” pretende refletir a maturidade dos produtos. A “Compatibilidade com subestações de parque exterior (AIS), conforme projeto-tipo” prende-se com a capacidade da solução de ser instalada no exterior, com transdutores, convencionais ou não convencionais, para este ambiente. Uma das aplicações desta tecnologia é em sistemas GIS (*Gas Insulated Switchgear*), com transformadores não convencionais de dimensões compactas, envolvendo os barramentos, por exemplo. Não sendo de descartar esta possibilidade para a realização de pilotos, o projeto-tipo de subestações prevê apenas projetos com parque exterior de aparelhagem. Por último, o critério

“Certificação das *Merging Units*” prende-se com a garantia do funcionamento dos equipamentos de acordo com o disposto na normalização. Estes são os componentes que constituem a novidade no contexto dos sistemas de automação modernos, e para os quais são emitidas certificações. À data, apenas existe certificação do definido no denominado IEC 61850-9-2LE, [29].

Aos diferentes critérios de decisão são atribuídos pesos distintos, obtidos por comparações paritárias entre eles. Através da aplicação deste método de comparação sistemática entre critérios, procura-se garantir valores adequados de importância relativa dos critérios, garantindo a consistência e coerência. Utilizando uma escala de 1 a 9, onde: 1 - igualdade; 3 - importância moderada; 5 - importância forte; 7 - muito forte; 9 - importância extrema [54], e os respetivos valores simétricos na comparação inversa, constrói-se a matriz da comparação par a par dos critérios de decisão, Tabela 5.7:

Tabela 5.7 - Comparação par a par e determinação dos pesos dos critérios de decisão

	Projetos	Disponibilidade	AIS	Certificação	Média Geométrica	Pesos
Projetos	1	2	4	5	2,515	0.50
Disponibilidade	1/2	1	2	4	1,414	0.28
AIS	1/4	1/2	1	2	0,707	0.14
Certificação	1/5	1/4	1/2	1	0,398	0.08

Os pesos de cada um dos critérios são determinados de forma normalizada, para garantir uma soma unitária. Para tal, é calculada a média geométrica de cada linha, com os quatro valores da comparação par a par da linha referente a um dado critério, como na equação 5.1:

$$\text{Média Geométrica linha } n = \sqrt[4]{C_1 C_2 C_3 C_4} \quad (5.1)$$

Onde  $C_1$  a  $C_4$  são os elementos das linhas, referentes à linha  $n$ .

Os pesos normalizados são calculados pelo quociente entre a média geométrica de uma dada linha, correspondente ao critério  $n$ , e a soma das médias geométricas de todas as linhas (equação 5.2):

$$\omega_n = \frac{\text{Média Geométrica linha } n}{\sum_1^4 \text{Média Geométrica}} \quad (5.2)$$

Na comparação das alternativas é utilizado o mesmo método de comparação par a par, construindo-se quatro matrizes que constituirão os valores das linhas da matriz de decisão. Estas encontram-se na Tabela 5.8, Tabela 5.9, Tabela 5.10 e Tabela 5.11. A escala utilizada,

de 1 a 9, é semelhante à explicada anteriormente, com o valor 1 correspondendo a equivalência entre soluções, aumentando proporcionalmente com a diferença: 3 corresponde a uma diferença moderada, 5 a uma diferença forte, 7 a uma diferença muito forte, e 9 a uma diferença extrema.

Tabela 5.8 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Inserção em projetos-piloto e comerciais"

	ABB	Alstom	GE	Siemens	Média Geométrica	Rating
ABB	1	3	1/2	3	1,46	0,28
Alstom	1/3	1	1/5	1	0,51	0,10
GE	2	5	1	5	2,66	0,52
Siemens	1/3	1	1/5	1	0,51	0,10

Na Tabela 5.8, a adaptação da escala reflete o número de inserções em projetos-piloto, de acordo com os fabricantes. Nos valores da tabela refletem-se os projetos de natureza comercial da GE, em maior número, e da ABB, e a realização de projetos-piloto por parte da Alstom e Siemens.

Tabela 5.9 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Disponibilidade da tecnologia para fornecimento e realização de pilotos"

	ABB	Alstom	GE	Siemens	Média Geométrica	Rating
ABB	1	1	1	3	1,32	0,30
Alstom	1	1	1	3	1,32	0,30
GE	1	1	1	3	1,32	0,30
Siemens	1/3	1/3	1/3	1	0,44	0,10

Os valores da Tabela 5.9 refletem a maturidade dos produtos dados a conhecer pelos fabricantes. A diferença existente é a da tecnologia Siemens, que se encontra em fase de protótipo. As restantes marcas efetuam alguma espécie de comercialização dos produtos relacionados com o barramento de processo.

Tabela 5.10 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Compatibilidade com subestações de parque exterior (AIS)"

	ABB	Alstom	GE	Siemens	Média Geométrica	Rating
ABB	1	1/7	1/5	1/7	0,25	0,05
Alstom	7	1	3	1	2,14	0,40
GE	5	1/3	1	1/3	0,86	0,16
Siemens	7	1	3	1	2,14	0,40

A Tabela 5.10, referente ao critério de compatibilidade com subestações de parque exterior (AIS - *Air Insulated Switchgear*), diz respeito às configurações apresentadas pelos fabricantes nos seus pilotos e produtos. As soluções podem ser não compatíveis com AIS, compatíveis com AIS mas apenas com transformadores de medida não convencionais (NCIT), compatíveis mas apenas com TI e TT convencionais e ainda compatíveis com NCIT e transformadores convencionais, para AIS. Os valores refletem a compatibilidade apenas com transformadores não convencionais em sistema GIS (*Gas Insulated Switchgear*) da solução ABB, a compatibilidade com AIS mas apenas com TI e TT convencionais da solução GE, e a compatibilidade com transdutores convencionais e não convencionais das soluções Alstom e Siemens, para subestações com parque exterior.

Tabela 5.11 - Comparação de alternativas quanto ao critério "Certificação das *merging units*"

	ABB	Alstom	GE	Siemens	Média Geométrica	Rating
ABB	1	7	1	7	2,65	0,44
Alstom	1/7	1	1/7	1	0,38	0,06
GE	1	7	1	7	2,65	0,44
Siemens	1/7	1	1/7	1	0,38	0,06

A Tabela 5.11 inclui a comparação da certificação atribuída às *merging units* dos diferentes fabricantes. É patente a existência de certificação nas soluções ABB (IEC 61850-9-2LE) e GE (interoperabilidade).

Tabela 5.12 - Matriz de decisão

Critério	Peso $\omega$	Alternativas			
		ABB	Alstom	GE	Siemens
Projetos	0,50	0,28	0,10	0,52	0,10
Disponibilidade	0,28	0,30	0,30	0,30	0,10
AIS	0,15	0,05	0,40	0,16	0,40
Certificação	0,07	0,44	0,06	0,44	0,06
<b>Resultado</b>		<b>0,26</b>	<b>0,20</b>	<b>0,40</b>	<b>0,14</b>

A coerência nos valores é garantida pela soma unitária dos resultados individuais, no caso da matriz de decisão, e pelo cálculo do rácio de consistência, quociente do índice de consistência e do índice aleatório, que deve ter o valor de 0.9 para matrizes de 4 elementos [54]. A consistência é comprovada se o índice tiver um valor inferior a 10%, o que foi verificado para todas as matrizes de comparação par a par.

O comentário aos resultados obtidos é feito na Secção 5.6 - Conclusões Parciais.

## 5.4 - Componente Económica: Diminuição de Custos

No que toca à diminuição dos custos associados à passagem dos sinais provenientes do parque exterior de aparelhagem para o edifício de comando, é possível determinar qual o valor relativo de poupança, quando comparado com a instalação convencional dos transformadores de medida e aparelhagem. Numa situação de instalação de:

- 3 transformadores de intensidade;
- 1 transformador de tensão;
- 3 transformadores de tensão;
- 1 disjuntor;
- 1 seccionador de linha;
- 1 seccionador;

Correspondente a uma instalação nova, e onde se incluem os custos da instalação de equipamento associado ao equipamento primário, nomeadamente:

- Fornecimento e instalação de estruturas metálicas;
- Fornecimento, instalação e eletrificação de armários de reagrupamento de cabos;
- Fornecimento e instalação de cabos de baixa tensão;
- Montagem da rede geral de terras associada aos painéis e fornecimento de material associado;
- Transporte, eletrificação e montagem dos equipamentos primários.

Ou seja, sem inclusão dos custos da aparelhagem e transformadores de medida, estudaram-se as situações:

- Solução com transformadores de medida não convencionais (eliminando armários de reagrupamento de cabos) - Coluna “Solução NCIT” da Tabela 5.13;
- Solução com transformadores de medida convencionais (com armários de reagrupamento de cabos) - “Coluna Solução TI/TT Convencionais” da Tabela 5.13.

Sendo os resultados apresentados na Tabela 5.13. Os campos “custos associados” dizem respeito à instalação de estruturas metálicas, redes de terras à superfície e transporte dos equipamentos (os valores dos equipamentos não estão incluídos no estudo). O campo “outros equipamentos” representa os custos associados com a montagem e fornecimento de equipamento auxiliar de componentes não relacionados com o sistema secundário, como descarregadores de sobretensões, pórtico de chegada de linha, barramento e ligadores.

Tabela 5.13 - Custos e poupanças associados

		<b>Solução Convencional</b>	<b>Solução NCIT</b>	<b>Solução TI/ TT Convencionais</b>
<b>3 TI</b>	ARC e Eletrificação	<b>1.635,00 €</b>	<b>163,50 €</b>	<b>1.635,00 €</b>
	Eletrificação e Cabos	<b>700,00 €</b>	<b>140,00 €</b>	<b>140,00 €</b>
	Custos associados	3.895,00 €	3.895,00 €	3.895,00 €
<b>1 TT</b>	ARC e Eletrificação	<b>1.140,00 €</b>	<b>114,00 €</b>	<b>1.140,00 €</b>
	Eletrificação e Cabos	<b>455,00 €</b>	<b>91,00 €</b>	<b>91,00 €</b>
	Custos associados	2.220,00 €	2.220,00 €	2.220,00 €
<b>3 TT</b>	Cabos	<b>560,00 €</b>	<b>112,00 €</b>	<b>112,00 €</b>
<b>Disjuntor</b>	Eletrificação e Cabos	<b>1.270,00 €</b>	<b>254,00 €</b>	<b>254,00 €</b>
	Custos Associados	2.685,00 €	2.685,00 €	2.685,00 €
<b>Seccionador Terra</b>	Eletrificação e Cabos	<b>1.770,00 €</b>	<b>354,00 €</b>	<b>354,00 €</b>
	Custos Associados	4.465,00 €	4.465,00 €	4.465,00 €
<b>Seccionador</b>	Eletrificação e Cabos	<b>895,00 €</b>	<b>179,00 €</b>	<b>179,00 €</b>
	Custos Associados	4.130,00 €	4.130,00 €	4.130,00 €
<b>Outros equipamentos</b>	Custos associados	22.710,00 €	22.710,00 €	22.710,00 €
<b>Total</b>		<b>48.530,00 €</b>	<b>41.512,50 €</b>	<b>44.010,00 €</b>
<b>Total %</b>		<b>100%</b>	<b>86%</b>	<b>91%</b>
<b>Poupança</b>		<b>-</b>	<b>14%</b>	<b>9%</b>

Para a determinação dos valores, considerou-se:

- Valores associados à instalação de cabos de fibra ótica: 20% do valor dos cabos de cobre;
- Valores associados à ligação de transformadores de medida não convencionais: 10% dos valores do armário de reagrupamento de cabos e respetiva eletrificação;
- No caso de TI e TT convencionais, o armário de reagrupamento mantém-se.

Assim, pode dizer-se que a adoção de uma solução de barramento de processo poderá representar uma poupança de 9 a 14% do valor total da montagem dos equipamentos primários de um parque exterior típico, excluindo os transformadores de potência, serviços auxiliares e reatâncias de neutro.

Não sendo tomado em conta o custo dos transformadores de medida e aparelhagem, não se toma também em conta a variação de custo trazida pela inserção de *merging units* e outros equipamentos secundários associados. Inicialmente, os custos de configuração e instalação poderão também ser superiores aos atuais, devido à novidade da solução.

## 5.5 - Implementação em Remodelações

Um campo de aplicação relevante da tecnologia do barramento de processo é o das obras de remodelação do sistema primário e/ou secundário, pois permite a substituição dos equipamentos em tempo reduzido, não afetando de forma significativa o tempo de interrupção. Este facto deve-se ao isolamento permitido pela utilização de uma rede de informação digital, não sendo a segurança dos operadores posta em risco devido a tensões perigosas que possam existir ao nível do sistema secundário.

O equipamento que constitui os sistemas de proteção e automação tem um ciclo de vida reduzido, quando comparado com o dos equipamentos de potência, que é de cerca de 40 anos. Tal facto leva à necessidade de substituição do equipamento secundário entre uma a duas vezes durante o tempo de vida útil dos equipamentos primários. O tempo de interrupção, durante o qual a subestação está parcialmente ou totalmente fora de serviço, ascende a oito semanas, enquanto o tempo de interrupção para instalação de uma solução de barramento de processo é estimado em cerca de duas semanas [55].

A Figura 5.9 apresenta a distribuição dos tipos de sistema de proteção, comando e controlo das subestações do operador da rede de distribuição, de acordo com dados de 2012. Os sistemas de proteção, comando e controlo clássicos incluem relés eletromecânicos, estáticos e digitais, mas não numéricos.

Nela, pode ver-se que os sistemas de proteção clássicos acima definidos representam uma grande percentagem dos SPCC instalados, correspondendo os sistemas numéricos, mais atuais, a cerca de 36% das instalações.



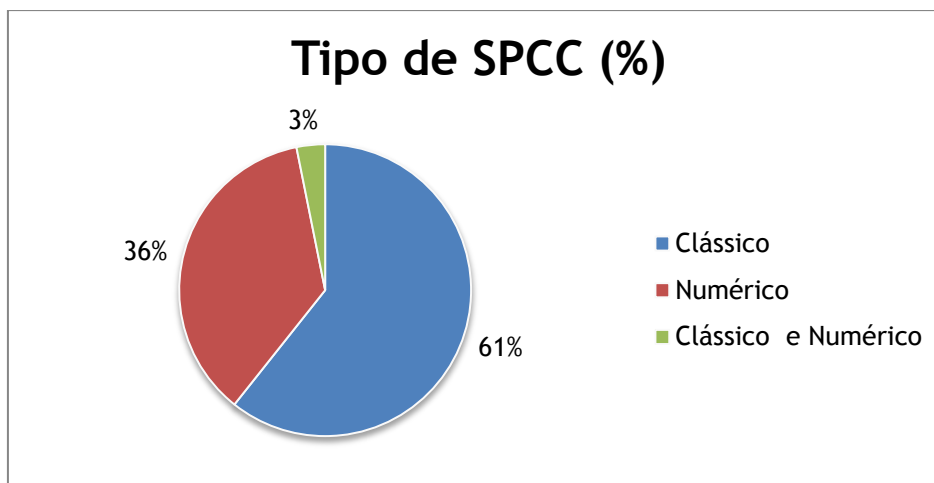


Figura 5.9 - Distribuição do tipo de sistema de proteção, comando e controlo

De acordo com dados de 2008, os sistemas clássicos repartiam-se da seguinte forma [56]:

- Relés Eletromagnéticos: 7.94%
- Relés Estáticos: 17.38%
- Relés Digitais: 38.34%

O que corresponde a um total de 63%, verificando-se uma diferença de 2%, num período de 4 anos.

A Figura 5.10 demonstra os valores absolutos do tipo de sistema de proteção, comando e controlo, por data de entrada em serviço da subestação (referente, portanto, ao equipamento de potência). Conclui-se facilmente que a esmagadora maioria dos sistemas primários estão ainda dentro do tempo de vida útil, enquanto os sistemas de proteção clássicos existem em grande número. Sendo sistemas de proteção clássicos, a idade destes equipamentos assume já um valor razoavelmente elevado, o que significa que se encontram mais próximos do fim do ciclo de vida, podendo as remodelações assumir uma elevada importância nos próximos anos.

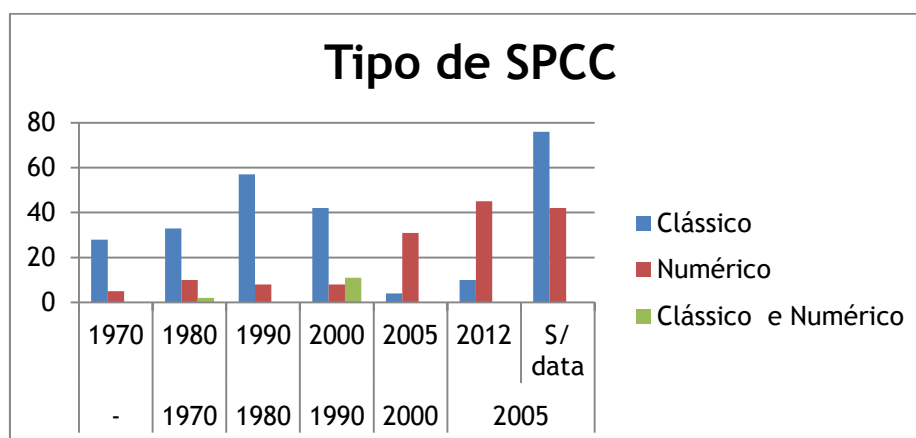


Figura 5.10 - Tipo de sistema de proteção, comando e controlo por data de entrada em serviço da instalação

## 5.6 - Conclusões Parciais

Da avaliação efetuada aos componentes individuais, em que foram analisados:

- Dispositivos Eletrónicos Inteligentes;
- *Merging units*;
- Transformadores de medida não-convencionais;
- *Switches*;
- Fontes de sinal de relógio, GPS;
- Equipamento de ensaios.

Retira-se as seguintes conclusões:

- No que concerne aos Dispositivos Eletrónicos Inteligentes, IED, afere-se que é possível a sua inclusão num projeto que faça uso do barramento de processo, pois existem equipamentos comercializados que possuem a capacidade de receção de valores amostrados. Também todos os equipamentos aplicam métodos de sincronização de tempo compatíveis com o requisito, e foram testados pela inclusão em projetos-piloto e, nalguns casos, comerciais.
- As *merging units* também apresentam compatibilidade com o mesmo acordo, IEC61850-9-2LE, e funcionamento testado em projetos-piloto ou também em comerciais, no caso de dois fornecedores. A sincronização de tempo é garantida, e a maior parte dos equipamentos encontra-se disponível no mercado;
- No que toca a transformadores de medida não convencionais, em que o interface será sempre proprietário, com a *merging unit*, neste momento, também foi possível apurar que existem equipamentos funcionais e de acordo com a normalização;
- Existem já *switches* com suporte para o protocolo *Precision Time Protocol*, e com protocolos de redundância PRP e HSR, disponíveis, ou em desenvolvimento;
- As fontes de sinal de relógio apresentam saídas em 1PPS ou já em PTP, idealmente.
- Existem equipamentos de contagem de energia compatíveis com o acordo IEC 61850-9-2LE, podendo ser integrados em soluções de barramento de processo. Um piloto em que um fornecedor de soluções globais participa recorre a este equipamento.
- O fornecedor líder em equipamentos de ensaio apresenta vários equipamentos compatíveis com o disposto em IEC 61850-9-2LE, com certificação associada que o comprova. Também um projeto-piloto com um dos fornecedores globais de soluções utiliza equipamento deste fornecedor.

As soluções integradas analisadas, de quatro fornecedores, conduzem aos seguintes resultados:

- Todos os fornecedores selecionados e contactados apresentam soluções de barramento de processo, com participação em projetos-piloto ou até mesmo comerciais;
- Pelo menos dois modelos de *merging unit*, componentes essenciais desenvolvidos pelos fornecedores, apresentam certificação de acordo com o disposto em IEC 61850-9-2LE;
- Existem soluções compatíveis com transformadores de medida convencionais;
- Existem soluções compatíveis apenas com transformadores de medida não-convencionais;
- Existem soluções compatíveis com ambos os tipos de transformadores de medida.

A avaliação qualitativa e quantitativa efetuada conduziu aos seguintes resultados, resumidos na Tabela 5.14 - Resumo da avaliação de soluções:

Tabela 5.14 - Resumo da avaliação de soluções

	Alternativas			
	ABB	Alstom	GE	Siemens
Resultado	0,26	0,20	0,40	0,14

Face aos critérios definidos, onde a realização de projetos (piloto e comerciais) assumiu o maior peso, seguido da disponibilidade do equipamento (desde piloto a comercial), compatibilidade com subestações de parque exterior (tendo em conta transformadores de medida convencionais e não convencionais) e, por último, a certificação atribuída às *merging units*, a solução mais compatível e aplicável de acordo com o contexto é a do fornecedor GE, neste momento. O resultado deve-se principalmente ao elevado número de projetos e disponibilidade comercial da solução. O valor menor da solução Siemens resultante da matriz de decisão deve-se principalmente à utilização da solução apenas em projetos-piloto. De facto, a solução GE está mais distante da visão ideal do barramento de processo, de partilha dos dados em rede, com subscrição dos IED que deles necessitem, através da utilização de uma arquitetura ponto a ponto, com canais de comunicação diretos entre as *merging units* e os dispositivos. No entanto, a solução, por dispensar protocolos e métodos de sincronização de tempo mais complexos e ainda não totalmente adotados, e por garantir redundância pela duplicação do número de *merging units*, permite-lhe assumir maior maturidade e inclusão em maior número de projetos.

Face ao disposto anteriormente, é possível aferir que é atualmente viável a utilização de um barramento de processo nas subestações, com a participação dos fornecedores, num projeto-piloto.



## Capítulo 6

# Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido, bem como sugestões de trabalhos futuros.

### 6.1 - Conclusões

A dissertação permitiu compreender em que consiste o barramento de processo e qual o seu estado de maturidade. Trata-se de uma tecnologia intimamente ligada à normalização IEC e que, apesar de prevista na norma IEC 61850, hoje em dia amplamente difundida, ainda tem um campo de aplicação muito pequeno, que pouco se estende além de umas dezenas de projetos-piloto. A dependência de outros protocolos e normas para a garantia dos requisitos de redundância e sincronização de tempo, garantidos apenas pela utilização dos referidos *Parallel Redundancy Protocol*, *High-availability Seamless Redundancy* e *Precision Time Protocol*, cada um definido em normas independentes, faz com que a tecnologia não seja ainda aplicada de acordo com o idealizado.

A indefinição sobre os métodos de aplicação frequentemente atribuída à normalização deu origem ao guia de implementação IEC 61850-9-2LE, da UCA, do qual a maioria das aplicações e soluções de barramento de processo dependem na atualidade. Este guia serviu, entretanto, de base à criação de normalização sobre o interface digital para os transformadores de medida, que o substitui, de nome IEC 61869-9: *Instrument Transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers*. Esta norma será lançada num futuro próximo, e permitirá o desenvolvimento de novos produtos, com características mais uniformes entre si.

Ainda que a tecnologia não se encontre no estado que é de prever no futuro, existem no mercado e em desenvolvimento diversas soluções de barramento de processo, algumas das quais foram estudadas neste trabalho, pela realização de um levantamento dos produtos de

fabricantes com capacidade de fornecimento da tecnologia, e de entre todas com algum tipo de contacto com o operador da rede de distribuição nacional.

Dependendo da visão do fabricante e da indefinição ainda existente, estas soluções apresentam diferentes graus de maturidade e, em alguns casos, destinam-se a aplicações mais ou menos específicas, como transformadores de medida não-convencionais e sistemas isolados a gás (GIS). No entanto, os equipamentos e soluções já disponíveis permitem a aplicação da tecnologia na atualidade, nomeadamente, nas subestações de distribuição, com especial vantagem ao nível dos painéis de alta tensão.

Apesar de tudo, não são de negar as vantagens da utilização do barramento de processo, permitindo, ainda que com algum esforço de configuração extra, devido à pequena maturidade da tecnologia, a realização de projetos mais céleres e económicos. No contexto das subestações do operador da rede nacional de distribuição, a aplicabilidade do barramento de processo é bastante elevada. O projeto-tipo encontra-se devidamente detalhado e os painéis devidamente distinguidos e em pequeno número, comparativamente com o cenário típico encontrado em subestações de transporte, o que permite o teste da tecnologia de forma redundante, com uma instalação relativamente simples.

A análise do número de subestações por entrada em serviço e tipo de sistema de proteção, comando e controlo revela um elevado potencial para a realização de remodelações, que podem ser feitas de forma muito mais célere e eficaz se adotadas soluções de barramento de processo, influenciando positivamente os tempos de retirada de serviço das instalações.

Também a potencial redução de custo, no contexto da aplicação da tecnologia nas subestações nacionais, num novo projeto de dimensão típica, foi quantificada em 9 a 14% da componente de montagem e eletrificação dos transformadores de medida e aparelhagem primária de alta tensão.

## 6.2 - Trabalhos Futuros

No que concerne a trabalhos a desenvolver no futuro, relacionados com a tecnologia, propõe-se a realização de um piloto e avaliação da performance deste, avaliando a disponibilidade dos dados e eventuais diferenças dos valores amostrados quando comparados com a solução tradicional. Face às alterações que são de prever num futuro próximo, propõe-se a avaliação dos componentes que estarão disponíveis em consequência da maturidade de tecnologias e protocolos relacionados, e desenvolvidos de acordo com a nova normalização.

## Referências

- [1] EDP Distribuição, “Projeto-tipo de Subestações AT/MT - Planta geral - Disposição do Equipamento - Plano 03 001 02 01.” [Online]. Disponível em: [http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE\\_AT\\_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx](http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE_AT_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx). [Acedido: 04-Mar-2013].
- [2] EDP Distribuição, “DIT-C13-500/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Projecto-tipo - Memória descritiva.” 2007.
- [3] EDP Distribuição, “Projeto-tipo de Subestações AT/MT - Painel linha AT - planta e corte - chegada aérea - Plano 03 005 01.” [Online]. Disponível em: [http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE\\_AT\\_MT/Pages/projecto-tipoSEATMT.aspx](http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE_AT_MT/Pages/projecto-tipoSEATMT.aspx). [Acedido: 04-Mar-2013].
- [4] EDP Distribuição, “Projeto-tipo de Subestações AT/MT - Painel transformador de potência AT/MT - planta e corte - Plano 03 006 01.” [Online]. Disponível em: [http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE\\_AT\\_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx](http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE_AT_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx). [Acedido: 04-Mar-2013].
- [5] EDP Distribuição, “Projeto-tipo de Subestações AT/MT - Painel Interbarras e potencial de barras I e II AT - planta e corte - Plano 03 023 01.” [Online]. Disponível em: [http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE\\_AT\\_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx](http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE_AT_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx). [Acedido: 04-Mar-2013].
- [6] EDP Distribuição, “DEF-C13-501/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Generalidades: condições específicas e modos de funcionamento. Especificação Funcional,” 2007.
- [7] L. G. Hewitson, M. Brown, and B. Ramesh, *Practical Power Systems Protection*, 1ª ed. Newnes, 2004.
- [8] EDP Distribuição, “DEF-C13-551/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘religação rápida e/ou lenta de disjuntores’.” 2007.
- [9] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2ª ed. 2004.
- [10] *IEC International Standard: Instrument transformers - Part 2: Inductive voltage transformers*. IEC60044-2 Ed.1.2, 2003.
- [11] ABB, *Instrument Transformers Application Guide*. 2009.

- [12] IEC International Standard: *Instrument transformers - Part 1: Current transformers*. IEC60044-1 Ed.1.2, 2003.
- [13] J. A. Momoh, *Electric Power Distribution, Automation, Protection and Control*, 1ª ed. CRC Press, 2007, p. 289.
- [14] EDP Distribuição, “DEF-C13-550/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘comutação automática de disjuntores BT’.”2007.
- [15] EDP Distribuição, “DEF-C13-552/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘Pesquisa de terras resistentes’.”2007.
- [16] EDP Distribuição, “DEF-C13-553/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘deslastre por falta de tensão/reposição por regresso de tensão’.”2007.
- [17] EDP Distribuição, “DEF-C13-554/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘deslastre por mínimo de frequência / reposição por normalização de frequência’.”2007.
- [18] EDP Distribuição, “DEF-C13-555/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘regulação de tensão’.”2007.
- [19] EDP Distribuição, “DEF-C13-556/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Função de Automatismo: ‘comando horário de baterias de condensadores’.”2007.
- [20] C. R. Mason, *The Art and Science of Protective Relaying*. Wiley, 1956.
- [21] EDP Distribuição, “DEF-C13-570/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numéricos (SPCC): Funções de Proteção; Especificação Funcional.” pp. 1-37, 2011.
- [22] EDP Distribuição, “Projeto-tipo de Subestações AT/MT - Edifício de Comando 10 kV e 15 kV - Disposição do Equipamento - Plano 02 001 02 02.” [Online]. Disponível em: [http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE\\_AT\\_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx](http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/projecto-tipoSE_AT_MT/Pages/equipamentoDesenhos.aspx).
- [23] EDP Distribuição, “DEF-C13-504/N - Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numéricos (SPCC): Protocolos de comunicação; Especificação Funcional.” 2009.
- [24] R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and Benefits,” 2006.
- [25] IEC International Standard: *Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models*. IEC61850-5 Ed1.0, 2004.
- [26] IEC International Standard: *Instrument transformers - Part 7: Eletronic Voltage Transformers*. IEC 60044-7.
- [27] IEC International Standard: *Instrument transformers - Part 8: Eletronic Current Transformers*. IEC 60044-8.
- [28] IEC International Standard: *Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3*. IEC61850-9-2 Ed.2.0, 2011.



- [29] *Implementation Guideline For Digital Interface To Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2*. IEC61850-9-2LE, 2004.
- [30] P. Bertrand and P. Tantin, "CT SATURATION CALCULATIONS - ARE THEY APPLICABLE IN THE MODERN WORLD ? - PART IV : CT SIZING AS PER IEC STANDARDS AND THE BENEFITS OF NON CONVENTIONAL INSTRUMENT TRANSFORMERS."
- [31] G. Antonova, L. Frisk, and J.-C. Tournier, "Communication redundancy for substation automation," *2011 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 344-355, Apr. 2011.
- [32] C. Hoga, "Seamless communication redundancy of IEC 62439," *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, pp. 489-494, Oct. 2011.
- [33] *Information technology - Open Systems Interconnection - Basic Reference Model: The Basic Model*. ISO/IEC7498-1, 1994.
- [34] *Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)*. IEC 62439-3 ed1.0, 2010.
- [35] J. A. Araujo, J. Lázaro, A. Astarloa, and A. Zuloaga, "High Availability Automation Networks : PRP and HSR Ring Implementations," pp. 1197-1202, 2012.
- [36] Ruggedcom, "HSR/PRP Solutions for Industrial Ethernet Networks." [Online]. Available: <http://www.ruggedcom.com/applications/hsr-prp/>. [Acedido: 03-Mar-2013].
- [37] UCAIug, "UCAIug Network Redundancy Interoperability Demonstration at CIGRÉ 2012." [Online]. Disponível em: [http://www.ucaiug.org/Meetings/CIGRE\\_2012/Supporting Documents/UCARedundancyflyer\\_digital.pdf](http://www.ucaiug.org/Meetings/CIGRE_2012/Supporting Documents/UCARedundancyflyer_digital.pdf).
- [38] Symmetricom, "Profile for the Use of the Precision Time Protocol in Power Systems." 2013.
- [39] J. McGhee and M. Goraj, "Smart High Voltage Substation based on IEC 61850 Process Bus and IEEE 1588 Time Synchronization," pp. 489-494, 2010.
- [40] D. Ingram, P. Schaub, and D. A. Campbell, "Use of Precision Time Protocol to Synchronize Sampled-Value Process Buses," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 61, no. 5, pp. 1173-1180, 2012.
- [41] A. Apostolov, I. Fellow, B. Vandiver, and M. Ieee, "IEC 61850 Process Bus - Principles , Applications and Benefits," pp. 1-6, 2010.
- [42] C. Brunner, "IEC 61850 Process Bus - Challenges and Benefits."
- [43] J.-C. Tournier and T. Werner, "A quantitative evaluation of IEC61850 process bus architectures," *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-8, Jul. 2010.
- [44] P. Sergio, R. Ramos, C. Martins, P. S. Pereira, and G. E. Lourenço, "Uma abordagem intensa do Barramento de Processos (IEC 61850-9-2), as inovações da segunda edição e a relação com a norma de TC s e TPs - IEC 61869-9," 2012.

- [45] “Omicron CMC-850 - Protection Test Set dedicated to IEC 61850.” [Online]. Disponível em: <http://www.omicron.at/en/products/pro/secondary-testing-calibration/cmc-850/>.
- [46] ABB, “Non-conventional instrument transformers - Advanced GIS substations with IEC 61850-9-2 LE process bus,” 2012. [Online]. Disponível em: [http://www02.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/0/972b57391b2140d0c1257a620046043b/\\$file/Non-conventional+instrument+transformers+-+Advanced+GIS+substations+with+IEC+61850-9-2+LE+process+bus.pdf](http://www02.abb.com/global/gad/gad02181.nsf/0/972b57391b2140d0c1257a620046043b/$file/Non-conventional+instrument+transformers+-+Advanced+GIS+substations+with+IEC+61850-9-2+LE+process+bus.pdf). [Acedido: 26-Mar-2013].
- [47] Alstom, “DS Agile - Mastering the digital substation.” [Online]. Disponível em: <http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/Grid-SAS-DS-Agile-overview-GB.pdf>.
- [48] Alstom, “COSI-NXMU Merging Unit.” [Online]. Disponível em: [http://www.alstom.com/Global/US/Resources/Documents/IEEE TD 12/DIT\\_DigInstTrans\\_COSI\\_NXMU.pdf](http://www.alstom.com/Global/US/Resources/Documents/IEEE TD 12/DIT_DigInstTrans_COSI_NXMU.pdf).
- [49] D. McGinn, V. Muthukrishnan, and M. Adamiak, “Designing copper wiring out of high voltage substations: A practical solution and actual installation,” *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 63-82, Mar. 2009.
- [50] GE, “Hard Fiber Process Bus Solution Brochure.” [Online]. Disponível em: <http://www.gedigitalenergy.com/app/ViewFiles.aspx?prod=hardfiber&type=1>.
- [51] P. Sergio, R. Ramos, C. Moreira, P. S. Pereira, and G. E. Lourenço, “IEC 61850-9-2: Avaliação e testes de um barramento de processos,” 2010.
- [52] “HardFiber Process Bus System, Instruction Manual,” 2012. [Online]. Disponível em: <https://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/hardfiber/GEK-113658.pdf>.
- [53] R. M. Ford and C. S. Coulston, *Design for Electrical and Computer Engineers*, Internatio. McGRAW-HILL, 2008.
- [54] T. Saaty, *Theory and Applications of the Analytic Network Process: Decision Making with Benefits, Opportunities, Costs, and Risks*, 3rd editio. RWS Publications, 2005.
- [55] D. a. Barron and P. Holliday, “Implementation of IEC 61850 process bus. A utility view on design, installation, testing and commissioning, and lifetime issues,” *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, pp. P09-P09, 2010.
- [56] H. Leite, A. Morais, M. Lemos, F. Vale, “A survey of protection, automation and control systems in the Portuguese Distribution Substations,” *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, pp. 38-38, 2010.